N° 1951

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 15 mai 2014.

RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

en application de l'article 146-3, alinéa 6, du Règlement

PAR LE COMITÉ D'ÉVALUATION ET DE CONTRÔLE DES POLITIQUES PUBLIQUES

sur l'**évaluation** du **paquet « énergie-climat » de 2008 en France**

ET PRÉSENTÉ PAR

MM. JEAN-JACQUES GUILLET ET FRANÇOIS DE RUGY
Députés

SOMMAIRE

Pages

SYNTHÈSE DU RAPPORT 7

INTRODUCTION 21

PREMIÈRE PARTIE : LES CONDITIONS DE RÉUSSITE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 25

I. DÉFINIR UNE NOUVELLE STRATÉGIE 25

A. DONNER UN SIGNAL POLITIQUE CLAIR ET À LONG TERME EN REFORMULANT LES OBJECTIFS DU PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT 25

1. Hiérarchiser les objectifs du paquet énergie-climat 25

2. Passer de la notion d'émissions nationales à celle d'empreinte carbone 27

B. DÉGAGER LES VOIES D'UNE POLITIQUE EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE 28

1. Les difficultés induites par les disparités de mix énergétique au sein de l'Union européenne 28

2. La nécessaire harmonisation entre États membres 29

C. REVOIR LES PRIORITÉS NATIONALES À L'AUNE DES PREMIERS RÉSULTATS 30

1. Mettre l'accent sur les transports et l'agriculture 31

2. Construire un modèle macro-économique fiable pour évaluer les impacts de la transition énergétique 32

II. IMPLIQUER DAVANTAGE LES CITOYENS DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 32

A. MIEUX INFORMER 33

1. Des informations souvent illisibles 33

2. Une demande forte d'accès à l'information et de maîtrise des données personnelles 34

B. ADOPTER DE NOUVELLES APPROCHES POUR CHANGER LES COMPORTEMENTS 35
1. Des campagnes de sensibilisation traditionnelles à de nouvelles formes de mobilisation collective 36
2. Quel équilibre trouver entre incitations et obligations ? 37
3. La responsabilisation des fournisseurs *via* les certificats d'économies d'énergie .. 38
C. ACCOMPAGNER LES MÉNAGES LES PLUS EN DIFFICULTÉ 38
1. Lutter contre la précarité énergétique 39
2. Faire évoluer la mobilité en réduisant les inégalités 40
III. ENCOURAGER LES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 40
A. RATIONALISER LES DISPOSITIFS 41
1. Stabiliser et simplifier les dispositifs 41
2. Des outils d'évaluation et de pilotage largement perfectibles 42
3. Mieux prendre en compte la dimension territoriale 43
B. MAXIMISER L'EFFET DE LEVIER DES INVESTISSEMENTS PUBLICS 45
1. Évaluer les coûts présents et futurs de la transition énergétique 45
2. Mobiliser les capitaux privés 48
3. Concevoir des modes de financements innovants 49
C. ADAPTER LE SYSTÈME PRODUCTIF À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 50
1. Veiller au maintien des activités sur le sol européen 50
2. Accompagner les entreprises dans la transition énergétique 51
3. Poursuivre l'effort de recherche pour lever les verrous technologiques 52
DEUXIÈME PARTIE : LES ENJEUX DES SECTEURS CLÉS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 53
I. LES TRANSPORTS : LA NÉCESSITÉ DE REDÉFINIR LES PRIORITÉS 53
A. UN SECTEUR STRATÉGIQUE SOUMIS À UNE FORTE DEMANDE DE MOBILITÉ 53
1. Une priorité : cibler le secteur routier, principal émetteur de gaz à effet de serre .. 53
2. Une contrainte : tenir compte des besoins de mobilité 54
B. DES PRÉCONISATIONS ARTICULÉES AUTOUR DE TROIS AXES STRATÉGIQUES 56
1. Poursuivre les efforts en faveur de l'efficacité énergétique des véhicules 56
2. Penser le report modal de façon à adapter l'offre à la demande de transport 59
3. Optimiser l'usage de la route 60

II. LE BÂTIMENT : UN BESOIN DE STABILITÉ ET DE SIMPLIFICATION 62

A. UN SECTEUR STRATÉGIQUE QUI SOUFFRE D'UN DÉFICIT DE PILOTAGE 62

1. Des objectifs ambitieux dont la complémentarité avec les autres objectifs du paquet énergie-climat est questionnée 62

2. Une mise en œuvre difficile soumise à de fortes incertitudes 65

3. Des dispositifs pléthoriques et sous-évalués 67

B. LES PARTIES PRENANTES DEMANDENT DAVANTAGE DE SIMPLICITÉ ET UNE STABILISATION DES DISPOSITIFS 70

1. Clarifier les objectifs 70

2. Mieux accompagner les ménages 71

3. Stabiliser les dispositifs 73

III. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE CLARIFICATION INDISPENSABLE 75

A. UN BILAN CONTROVERSÉ DES CONSÉQUENCES DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES 75

1. L'absence de consensus sur la fixation d'un objectif contraignant de développement des énergies renouvelables 76

2. Des regards divergents sur les conséquences de l'intermittence des énergies renouvelables 77

3. Une appréciation différente des bénéfices du développement des énergies renouvelables en termes d'emploi et de compétitivité 79

B. UN CONSENSUS SUR LES MESURES PRIORITAIRES 80

1. Un besoin prégnant de simplification et de stabilisation 81

a. Une complexité administrative paralysante 81

b. Une instabilité juridique préjudiciable 82

2. Des verrous technologiques à lever, des filières à développer 83

a. Des réponses potentielles à l'intermittence des énergies renouvelables : stockage de l'énergie et réseaux intelligents 83

b. Biomasse et biogaz : des secteurs porteurs à encourager 84

3. Un système perfectible de soutien aux énergies renouvelables 85

IV. LE SYSTÈME COMMUNAUTAIRE D'ÉCHANGE DE QUOTAS DE CARBONE (SCEQE) : DE NOUVEAUX DÉFIS À RELEVER 88

A. LE SCEQE : UNE POLITIQUE PUBLIQUE EUROPÉENNE QUI SE DÉPLOIE PROGRESSIVEMENT 88

1. Un dispositif pionnier qui fonctionne en dépit des difficultés initiales 88

2. Un impact difficile à évaluer à ce stade 91

3. Le défi de la phase III : lutter contre le surplus de quotas 92

B. LES INDUSTRIELS ET LES EXPERTS INVITENT À ENVISAGER TOUT AJUSTEMENT AVEC PRUDENCE 94
1. La nécessité d'un objectif ambitieux 94
2. Les risques d'une régulation discrétionnaire des surplus de quotas de carbone 95
3. La compétitivité carbone des entreprises en débat 96
V. VERS DES COMPORTEMENTS PLUS SOBRES EN CARBONE ? 97
A. L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE : UN CONCEPT FLOU 97
1. Réduire les incertitudes pour gagner la confiance des citoyens 98
2. Accompagner le changement et sensibiliser les citoyens 99
B. RENFORCER L'AUTONOMIE DES CITOYENS 100
1. Lever les freins aux changements de comportement 100
2. Donner la maîtrise de l'information 102
AUDITION DE M. DIDIER MIGAUD, PREMIER PRÉSIDENT DE LA COUR DES COMPTES 105
EXAMEN PAR LE COMITÉ 123
ANNEXE : PERSONNES ENTENDUES PAR LES RAPPORTEURS 137
COMMUNICATION DE LA COUR DES COMPTES SUR LA MISE EN ŒUVRE PAR LA FRANCE DU PAQUET « ÉNERGIE-CLIMAT » 141

SYNTHÈSE DU RAPPORT

ASSEMBLÉE NATIONALE

COMITÉ D'ÉVALUATION ET DE CONTRÔLE DES POLITIQUES PUBLIQUES

Évaluation de la mise en œuvre du paquet énergie-climat européen :

10 clés pour réussir la transition énergétique

MM. Jean-Jacques Guillet et François de Rugy,
rapporteurs

15 mai 2014

Introduction

- Décidée à l'initiative du groupe écologiste, l'évaluation de la mise en œuvre du paquet énergie-climat s'inscrit dans la perspective de l'examen du projet de loi sur la transition énergétique que le Gouvernement prévoit de déposer avant l'été.

- Les moyens mobilisés pour l'évaluation :
  - L'évaluation a été réalisée à partir d'une étude demandée par le CEC à la Cour des comptes
  - Les rapporteurs ont animé des tables rondes sur les thématiques principales du paquet énergie-climat, ainsi que des auditions sur la problématique du financement de la transition énergétique, afin de recueillir la position des parties prenantes

- À l'issue de ces travaux, les rapporteurs ont identifié dix clés qui, à leurs yeux, conditionnent l'atteinte des objectifs du paquet énergie-climat et la réussite de la transition énergétique.

1. Passer de la notion d'émissions nationales à celle d'empreinte carbone

La référence aux émissions nationales : une méthode critiquable

- Le paquet énergie-climat privilégie la fixation des objectifs en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau national. Cette évaluation n'est **pas fidèle à la réalité**. Le calcul en termes d'émissions nationales présente deux défauts :
  - Il **n'incite pas les États à harmoniser** leurs cibles d'efficacité énergétique et de carbone
  - Il **favorise la délocalisation** des productions intenses en carbone vers des pays moins exigeants.

Tenir compte du carbone importé: une nécessité

- L'empreinte carbone comptabilise tant les émissions propres à l'activité nationale que le **solde net des émissions associées au commerce extérieur**. Dans une économie mondialisée, l'évolution de la balance commerciale de la France et la délocalisation de certaines industries conduisent à ce que les émissions nationales et l'empreinte carbone évoluent en sens contraire.

- Entre 1990 et 2007, le **niveau moyen d'émissions nationales a diminué de 15 %** alors que **l'empreinte carbone a augmenté de 5 %** à cause des importations.

Comparaison des émissions nationales et de l'empreinte carbone de la France en 2005

Émissions nationales	410 $MtCO_2$.
Empreinte carbone	**545 $MtCO_2$.**

Recommandation des rapporteurs : se référer à l'empreinte carbone

- Pour apprécier fidèlement l'efficacité des politiques climatiques menées ;
- Pour éviter les « fuites carbone », c'est-à-dire les délocalisations liées aux écarts de politiques climatiques ;
- Pour encourager le développement d'industries sobres en carbone dans tous les pays, pas uniquement en Europe.







2. Dégager les voies d'une politique européenne de l'énergie

Un mix énergétique européen diversifié

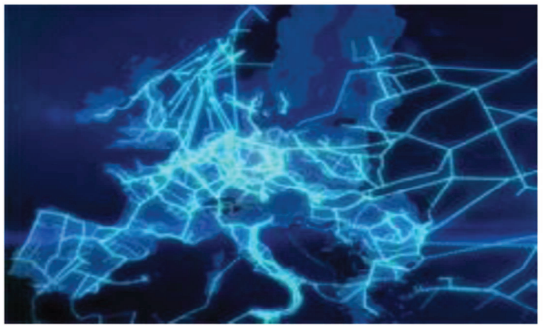
- Les choix énergétiques relevant des décisions souveraines des États-membres, le mix énergétique européen se caractérise par une **composition diversifiée** (gaz, nucléaire, énergies renouvelables, charbon…).
- **La diversité est un défi** : elle peut générer des difficultés au niveau des infrastructures du fait de l'interconnexion des réseaux. Par exemple, lorsque le réseau d'un État n'est pas armé pour faire face à l'afflux d'énergie renouvelable qu'il produit, et répercute la difficulté aux États voisins du fait de l'interconnexion des réseaux.
- **La diversité est un atout** du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

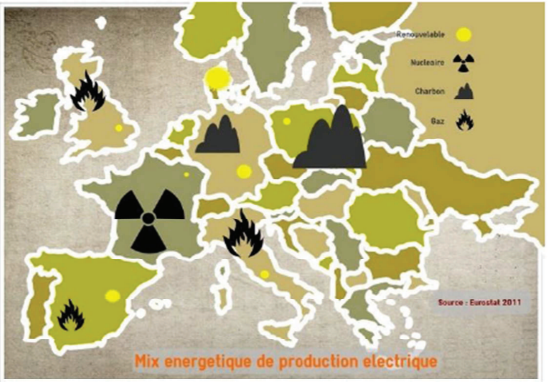
Définir une politique européenne de l'énergie pour tirer profit de la richesse du mix énergétique européen

- Il faut tirer profit de la diversité du mix énergétique en « pensant européen » par :
  - Une bonne programmation des investissements nécessaires aux infrastructures et aux réseaux de transport et de distribution à l'échelle de l'Union européenne.
  - Une implantation optimale des sites de production des énergies renouvelables. Exemple: privilégier les pays à fort ensoleillement pour le photovoltaïque

L'harmonisation fiscale européenne, outil de lutte contre les fuites carbone

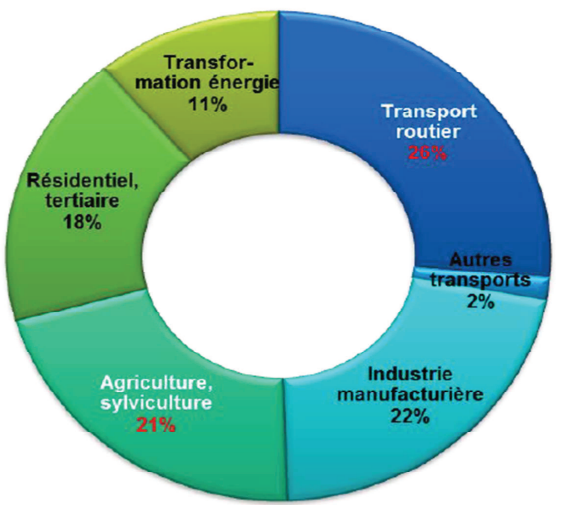
- Les « **fuites carbone** » peuvent se concrétiser au sein de l'Union européenne par une délocalisation des productions intenses en carbone vers les pays européens les plus tolérants face aux émissions.
- Les inconvénients des fuites carbone :
  - Elles créent des distorsions économiques entre États membres
  - Elles contreviennent à l'objectif de diminution des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial, et pas seulement à l'échelle de chaque État pris indépendamment.
- L'harmonisation de la fiscalité écologique des États membres apparaît comme la solution susceptible de lutter contre ce processus. Le projet de taxe carbone européenne, qui n'a pas abouti à ce jour, répond à cette préoccupation.





3. Faire de l'agriculture et des transports nos nouvelles cibles prioritaires

Répartition des émissions de gaz à effet de serre par secteur



Données 2014, Cour des comptes

- La France a déployé d'importants efforts dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique du bâtiment.
- La Cour des comptes identifie deux secteurs aux marges de progression importantes : les transports et l'agriculture.
- Tout en perpétuant l'action menée sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, **les rapporteurs recommandent de mettre l'accent sur ces deux secteurs** :

Accentuer les efforts du transport routier, premier émetteur de gaz à effet de serre en France

- Les transports constituent le premier poste d'émissions de gaz à effet de serre.
- En 2011, ce secteur a émis **27,9 % des émissions nationales**.
- Le seul **transport routier totalise 26 % des émissions nationales**. Il convient donc de renforcer l'efficacité énergétique des véhicules et de créer les conditions d'un développement massif du report modal.

Accentuer les efforts du secteur agricole, responsable de 21% des émissions de gaz à effet de serre en France

- L'agriculture française émet **21,2 % des émissions nationales**, alors que cette proportion n'est que de 9 % en moyenne au niveau européen.
- Les émissions agricoles ont augmenté de 0,5 % par an entre 1990 et 2010 alors qu'elles ont diminué de 1 % par an dans l'Union européenne sur cette période.

4. Diversifier les approches pour susciter les changements de comportements

Le changement de comportements : une clé de la transition énergétique

- **L'énergie la moins chère et la moins polluante est encore celle qu'on ne consomme pas.** Tous les scénarios français de réalisation des objectifs du paquet énergie-climat contiennent des objectifs relatifs aux économies d'énergie et à la sobriété.
- Plusieurs changements paraissent difficilement atteignables à moyen terme : le changement de la ration alimentaire (moins de viande), le développement du télétravail, de l'habitat collectif…
- D'autres, qui paraissaient inimaginables hier, sont advenus très soudainement, notamment grâce aux nouvelles technologies : le covoiturage, l'auto-partage…

La conduite du changement n'est pas le point fort de la mise en œuvre du paquet énergie-climat :

- **Les campagnes de communication sont très verticales.**
- **Les incitations fiscales sont d'application immédiate et en évolution constante.**
- **Les Français sont la cible d'injonctions contradictoires** : placés dans une situation de dépendance à l'énergie, beaucoup de biens individuels étant énergivores (voiture, téléphone), ils sont incités à la fois à consommer plus et à réaliser des économies d'énergie. Or, l'intérêt de ces économies d'énergie est fortement relativisé par la croyance entretenue selon laquelle la société de progrès découvrira bientôt des sources d'énergie propre et illimitée.

3 idées pour favoriser des comportements plus sobres en carbone

- **Lever les freins** pratiques au changement avant de lancer des campagnes de communication et de mettre en place des incitations financières.
- Donner **la maîtrise de l'information aux citoyens-consommateurs.**
- S'appuyer sur les **stratégies comportementales** (*nudges* verts, défis « Famille à énergie positive »).





5. Renforcer l'information du citoyen

L'information du citoyen-consommateur est indispensable pour le convaincre de la pertinence des économies d'énergie et pour le rendre plus autonome. Or, trois exemples montrent que l'information est aujourd'hui illisible ou insuffisante :



Le diagnostic de performance énergétique

- Le DPE a aujourd'hui **une vocation purement indicative** : il donne un aperçu de la performance énergétique par une estimation de la consommation et du taux d'émission de gaz à effet de serre.
- Les instruments de mesure utilisés par le DPE (énergie primaire, consommation conventionnelle, distinction de cinq usages du bâtiment) sont **incompréhensibles pour les ménages.**
- En l'état, le DPE suscite la méfiance des propriétaires et des consommateurs. Certaines associations proposent d'**en améliorer les modalités pour le rendre juridiquement contraignant**, à l'occasion de la vente d'un bien immobilier, par exemple.



L'étiquetage environnemental des produits domestiques

- Les étiquettes énergie offrent **une information visuelle** au consommateur sur la performance énergétique de nombreux produits domestiques (lampes, électroménager etc.)
- **Cet étiquetage est jugé obsolète** par les associations de consommateurs, en dépit de la nouvelle directive européenne adoptée en 2010 qui crée de nouvelles classes A+, A++ et A+++. **Grâce aux progrès réalisés par les constructeurs, tous les appareils sont en effet notés au moins A.** Par exemple, plus aucun réfrigérateur vendu en magasin n'appartient aux classes B à G.
- Il en résulte une mauvaise valorisation des innovations les plus économes et **un signal décrédibilisé** auprès des consommateurs.



Le compteur « intelligent » Linky

- Linky est le nom du **compteur communiquant** développé par ERDF dont le Gouvernement a décrété la généralisation à horizon 2020.
- Ce compteur transmettra **uniquement des informations sur le volume d'énergie consommée.** Pour connaître en temps réel le prix de l'énergie qu'il consomme et ainsi adapter sa consommation, **le consommateur devra payer en sus une « *box* »** distribuée par son fournisseur d'énergie.
- Selon l'Ademe, on est passé à côté d'une opportunité de faire passer la maîtrise de l'énergie chez tous les Français. Cet exemple illustre certains des enjeux de **la maîtrise des données personnelles.**

6. Aider les ménages en difficulté

Habiter mieux : lutter contre la précarité énergétique

- La précarité énergétique concerne les ménages qui consacrent plus de 10 % de leurs revenus aux dépenses d'énergie dans leur logement, soit **3,8 millions de ménages.**
- Le **programme Habiter Mieux** vise à réaliser sur sept ans des travaux de rénovation thermique pour 300 000 ménages propriétaires occupants en situation de précarité énergétique. Pour ce faire, l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) devrait disposer d'un budget de 1 100 millions d'euros sur la période 2010-2017.
- Les familles qui ont recours au programme sont **accompagnées tout au long du processus** par un spécialiste qui réalise le diagnostic, élabore les projets de travaux et participe au montage du dossier de financement.
- L'ANAH apporte une **aide représentant 35 à 50 % du coût des travaux**, à quoi peuvent s'ajouter des aides complémentaires des collectivités territoriales.

Faire évoluer la mobilité en réduisant les inégalités

- En matière de transports, **les ménages les moins aisés sont les plus touchés par les mesures destinées à pénaliser les comportements polluants** :
  - Le bonus malus écologique ne profite pas aux ménages qui n'ont pas les moyens d'acheter une voiture neuve ;
  - Les péages urbains pénalisent ceux qui ne peuvent, en raison de leurs horaires ou de leur éloignement des centres villes, se passer d'une voiture individuelle ;
  - Les ménages ruraux accèdent plus difficilement aux transports en commun.
- **Les politiques de réduction des émissions du secteur routier doivent donc s'accompagner d'une réflexion sur les modes de vie et sur l'aménagement du territoire** : développer le télétravail, créer des « tiers lieux » à proximité de zones résidentielles, limiter l'étalement urbain…



7. Stabiliser et simplifier les dispositifs



Mettre fin à l'instabilité réglementaire et fiscale

- Les particuliers comme les entreprises se plaignent de **l'instabilité réglementaire et fiscale** :
  - fréquence des changements des critères d'éligibilité pour le CIDD, l'éco-PTZ ;
  - multiplication des nouvelles impositions pour les entreprises (IFER), les ménages (malus automobile), changement des taux réduits de TVA ;
  - incertitude sur les tarifs d'achat des énergies renouvelables.
- Cette instabilité suscite **la méfiance les ménages comme des investisseurs** et ralentit la transition énergétique. Si des ajustements sont nécessaires, les acteurs réclament surtout **davantage de prévisibilité.**



Rationaliser les démarches pour les énergies renouvelables

- La **complexité des procédures** freine le développement des énergies renouvelables, en particulier pour l'éolien terrestre et pour l'hydroélectricité. Par exemple, le temps qui s'écoule entre le dépôt d'un projet d'éolienne et sa mise en service est estimé entre 6 et 8 ans, contre 2 ans ½ en Allemagne
- Les professionnels des énergies renouvelables demandent **la création d'un dossier unique** en substitution des multiples documents exigés actuellement (déclaration comme installation classée pour la protection de l'environnement, permis de construire, autorisations spéciales…)
- Les aides publiques pourraient également être allouées au sein d'un **guichet unique**.



Mieux prendre en compte la dimension territoriale

- Les collectivités territoriales jouent **un rôle essentiel** dans la transition énergétique (aménagement du territoire, gestion des réseaux de distribution d'eau et d'énergie, développement économique).
- À l'instar de leurs homologues allemandes, elles pourraient accompagner **le développement d'une production délocalisée d'énergie et l'autoconsommation**.
- **Les syndicats intercommunaux de distribution d'électricité**, désormais bénéficiaires de la taxe électricité, pourraient utiliser ces recettes pour conduire des actions d'aménagement ou de rénovation dédiées à la transition énergétique.

8. Maximiser l'effet de levier des investissements publics

Les investissements publics ne seront pas suffisants pour réaliser la transition énergétique. Leur pertinence doit être évaluée à l'aune de la mobilisation des capitaux privés qu'ils suscitent (effet de levier).



Évaluer les dépenses nécessaires, cibler sur les plus utiles

- Le Conseil national du débat sur la transition énergétique (CNDTE) a estimé à **37 Mds€** le coût des dispositifs publics actuels. **En dépit de l'importance des enjeux financiers, leur efficacité n'a le plus souvent fait l'objet d'aucune évaluation.**
- **Faute de modèles macro-économiques adéquats, l'évaluation des investissements à consentir pour l'avenir reste encore incertaine.** La Cour des comptes estime qu'un accroissement des investissements compris entre 11 et 40 Mds€ par an serait nécessaire d'ici 2050, soit entre 0,5 et 2 % du PIB.
- L'enjeu n'est pas tant de trouver de nouvelles ressources que de **réorienter les dépenses publiques existantes.**



Mobiliser les banques et les gestionnaires d'épargne

- La réunion d'une **conférence bancaire et financière** avant la fin du premier semestre 2014 doit être l'occasion d'associer le secteur bancaire à cette mobilisation et de déterminer les niveaux de rentabilité acceptables pour les opérateurs privés ainsi que le complément qui pourrait leur être apporté par la puissance publique.
- Le développement des « **obligations vertes** » devrait être accéléré pour orienter l'épargne des ménages vers des investissements nécessaires à la transition énergétique.
- Enfin, une évolution du rôle de la Banque publique d'investissement sur le modèle de son homologue allemande, vers un **refinancement à long terme avec des taux réduits,** permettrait de faciliter le développement des énergies renouvelables.



Concevoir des modes de financement innovants

- **Le financement participatif ou *crowdfunding*** est à l'étude, notamment pour les énergies renouvelables : la Caisse des dépôts et des consignations (CDC) envisage de partager son expertise dans ce domaine pour attirer de nouveaux investisseurs.
- Des mécanismes de **tiers financement** sont aussi expérimentés avec succès par les collectivités territoriales. La SEM Énergie Posit'If en Île-de-France favorise ainsi la rénovation thermique des copropriétés. C'est une bonne pratique à promouvoir dès lors que les collectivités ne se substituent pas aux organismes de crédit.

9. Accompagner les entreprises

Un besoin de financements de long terme

- Les investissements des entreprises françaises en matière d'efficacité énergétique sont limités, notamment parce que ces investissements ne sont **rentables qu'au bout de six à huit ans.**
- À la suite du **durcissement des règles prudentielles**, les banques sont moins enclines à financer les projets de long terme.
- **La Banque publique d'investissement propose donc des produits spécifiques** aux entreprises (prêts « verts » bonifiés, prêts éco-énergie). Sur les 800 millions d'euros de flux d'investissement qu'elle consacre aux entreprises dans le cadre de la transition énergétique, la moitié est dédiée au secteur des énergies renouvelables et l'autre à l'optimisation de la consommation d'énergie dans les entreprises.

Pour une politique industrielle de la transition énergétique

- Les collectivités territoriales contribuent à **la structuration du tissu économique et à la création de logiques de filières.** Ainsi, la communauté de communes Biovallée favorise l'organisation des artisans de la rénovation énergétique sur son territoire, grâce au programme DORéMI.
- La puissance publique encourage aussi **l'appropriation des innovations et des nouvelles normes** : par exemple, le dispositif de formation aux économies d'énergie dans le bâtiment (Feebat) est copiloté par les pouvoirs publics et les fédérations professionnelles.
- Enfin, il serait souhaitable que les collectivités publiques aient davantage le souci de **favoriser l'accès des entreprises aux marchés publics** en publiant des appels d'offres qui leur sont accessibles, par exemple en distinguant plusieurs lots.

Veiller au maintien des activités sur le sol européen

- La mise en place d'un système contraignant d'échange de quotas de carbone au niveau européen n'a pas encore eu d'effets négatifs sur la compétitivité des entreprises. **La réalisation d'études sur la sensibilité carbone des différents secteurs est une nécessité.**
- Faute d'un accord sur un mécanisme international contraignant limitant les émissions de carbone, la France devra continuer à défendre le principe d'un « **mécanisme d'inclusion carbone** » aux frontières de l'Union européenne pour les secteurs de son industrie qui seraient les plus exposés.

bpifrance SERVIR L'AVENIR

Formation aux Économies d'Énergie des entreprises et artisans du Bâtiment — FEE Bat

DORéMI Rénovation performante

10. Poursuivre l'effort de recherche pour lever les verrous technologiques

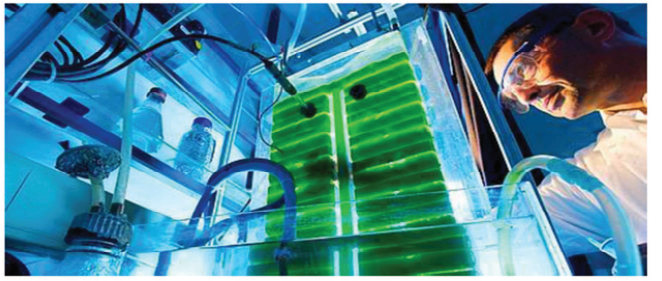
- La technologie peut être un moyen d'améliorer l'efficacité énergétique ou de favoriser la sobriété énergétique.
- Mais **certaines technologies jugées prometteuses sont encore balbutiantes**. Pour passer du potentiel à la réalité, il importe de poursuivre l'effort de recherche et développement pour lever les verrous technologiques.

Des solutions innovantes à développer dans le secteur des transports.

- L'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules suppose de poursuivre le développement des moteurs thermiques, des véhicules hybrides rechargeables, ou encore d'améliorer les pneumatiques en vue de diminuer les frottements.
- De même, le déploiement des biocarburants à grande échelle passe au préalable par des efforts de recherche.

Le stockage de l'énergie: une technologie décisive pour le déploiement des énergies renouvelables.

- Le stockage de l'énergie consiste à absorber les excédents de production d'énergie renouvelable pour les restituer dans les périodes de forte consommation.
- C'est un enjeu crucial pour pallier les difficultés liées à l'intermittence des énergies renouvelables et accroître leur développement sans pour autant intensifier le recours aux centrales de *back-up* carbonées .
- Cependant, aucun système de stockage de l'électricité n'est encore totalement mature. Des différentes familles de techniques existantes, seule l'une est déployée en France : les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP).
- Il est donc souhaitable d'intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs en ce domaine.





INTRODUCTION

Le jeudi 18 octobre 2012, le Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques (CEC) a décidé d'inscrire à son programme de travail « l'évaluation de la mise en œuvre du paquet énergie-climat de 2008 en France », sur proposition du groupe écologiste. Le « paquet énergie-climat » désigne l'ensemble de textes communautaires adoptés en 2008 (un règlement, trois directives et une décision) qui constituent la politique européenne de lutte contre le réchauffement climatique.

Le 13 décembre 2012, le CEC a désigné les deux rapporteurs de cette évaluation : M. François de Rugy, membre du groupe écologiste, pour la majorité, et M. Jean-Jacques Guillet, membre du groupe UMP, pour l'opposition. En application de l'article 146-3 du Règlement de l'Assemblée nationale, a été constitué un groupe de travail désigné par les commissions des Affaires économiques et du Développement durable et de l'aménagement du territoire, et composé de M. Julien Aubert (UMP) et de Mmes Sabine Buis (SRC), Marie-Hélène Fabre (SRC) et Catherine Quéré (SRC).

Par cette évaluation, il s'agissait de contribuer au débat national sur la transition énergétique annoncé par le Gouvernement lors de la conférence environnementale des 14 et 15 septembre 2012 et commencé au début de l'année 2013. À une phase de pédagogie et d'information de janvier à février 2013 a en effet succédé, de mars à juin 2013, une phase de consultation des acteurs et du grand public. Le Conseil national de la transition énergétique a entendu plusieurs experts et les parties prenantes. En juillet 2013, il a entamé ses travaux de synthèse des débats territoriaux, du débat citoyen et des travaux des groupes de travail thématiques. Adopté le 18 juillet 2013, un document de synthèse a été remis officiellement au Gouvernement lors de la conférence environnementale des 20 et 21 septembre 2013. Il fait état des points consensuels et des divergences demeurant à l'issue des travaux. Le Gouvernement a alors annoncé la préparation et le dépôt d'un projet de loi sur la transition énergétique.

Sur le fondement de l'article L. 132-5 du code des juridictions financières, le Président de l'Assemblée nationale a, sur proposition du CEC, demandé l'assistance de la Cour des comptes afin de réaliser cette évaluation. Par lettre du 24 décembre 2012, le Premier président de la Cour des comptes a confirmé son accord pour procéder à cette évaluation et précisé que le rapport de la Cour serait remis au CEC à la fin décembre 2013. L'évaluation relevant des compétences de deux chambres distinctes (la deuxième et la septième), elle a été confiée à une formation interchambres présidée par M. Christian Descheemaeker, ancien président de la septième chambre. Grâce à des rencontres régulières, les

rapporteurs du CEC ont pu être tenus informés et faire part régulièrement de leurs réactions et demandes.

M. Didier Migaud, Premier président de la Cour des comptes, a présenté le rapport de la juridiction financière le 16 janvier 2014 au cours d'une audition ouverte à la presse. Ce rapport, qui figure à la fin du présent rapport, analyse l'efficience et l'efficacité des différents instruments de la mise en œuvre du paquet énergie-climat. Il aborde leurs résultats et leurs impacts mais ne constitue pas, selon la définition qu'en donne elle-même la Cour, une évaluation de politique publique complète, ce qui aurait supposé, sur un champ aussi large de dispositifs et de mesures, d'interroger toutes les parties prenantes, ce qui n'a pas été possible dans le temps imparti. Ses conditions de préparation ont fait appel, autant que possible, à des méthodes de travail qui s'inspirent de certaines pratiques évaluatives, notamment la mise en place d'un comité d'experts indépendants, spécialistes des différents aspects du sujet, et la réalisation de nombreuses et riches comparaisons internationales. Ce rapport complète la production de la Cour sur le sujet des énergies, avec des enquêtes menées à la demande du Gouvernement, comme celle de janvier 2012 sur les coûts de la filière électronucléaire ou celle d'octobre dernier sur les certificats d'économie d'énergie. La Cour a également publié un rapport d'évaluation, décidé de sa propre initiative, sur la politique d'aide aux biocarburants en janvier 2012. Enfin, l'analyse s'appuie sur un rapport public thématique présenté en juillet 2013 sur la politique en faveur des énergies renouvelables.

De janvier à mars 2014, les rapporteurs du CEC ont conduit leurs propres travaux. Ils ont animé des tables rondes sur les principales thématiques [(1)] du paquet énergie-climat, destinées à recueillir la position des parties prenantes sur le constat établi par le rapport de la Cour des comptes. Ils ont par ailleurs consacré plusieurs auditions à la problématique du financement de la transition énergétique.

La présente évaluation visait à apprécier l'efficacité des mesures prises par la France pour atteindre les objectifs du paquet énergie-climat. Elle n'avait pas pour objet de porter un jugement sur la place du nucléaire dans le mix énergétique français, même si les rapporteurs, tout en ayant une appréciation différente de ce lien, ont bien conscience que les deux sujets sont liés.

Ainsi, M. Jean-Jacques Guillet se félicite que la France ait un mix énergétique parmi les moins carbonés du fait de la place qu'occupe le nucléaire. Même si cette place est appelée à se réduire mécaniquement, la production nucléaire d'électricité doit demeurer un élément incontournable de notre mix énergétique. Comme le relève la Cour des comptes dans sa contribution à la

(1) Cinq tables rondes ont été organisées, portant sur les thèmes suivants : comment faire émerger un prix du carbone dans une situation de crise économique ? ; comment renforcer la contribution du secteur des transports à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? ; quelles priorités pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiment ? ; comment accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français ? ; comment changer les comportements pour favoriser une consommation plus sobre en carbone ?

présente évaluation, l'électricité française, qui est aux trois quarts issue du nucléaire et pour un sixième de sources renouvelables, est produite à plus de 90 % à partir de sources non émettrices de CO_2. Avec 79 g de CO_2 par kWh produit, la France émet entre cinq et six fois moins que l'Allemagne ou les Pays-Bas pour sa production électrique. Cette énergie faiblement carbonée est offerte aux industries et aux ménages à moindre prix, notamment par rapport à l'Allemagne. Elle contribue à l'indépendance énergétique de la France, et est un facteur favorable à la compétitivité de ses entreprises. La filière nucléaire constitue enfin, dans le contexte énergétique mondial, un facteur de développement industriel et de rayonnement international de notre pays.

Pour sa part, M. François de Rugy souhaite attirer l'attention sur le coût croissant de l'énergie nucléaire, également démontré par la juridiction financière. Comme le relève la Cour des comptes dans son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire de janvier 2012, la France doit faire face à une « falaise du nucléaire » et à « un mur d'investissement ». La diminution de la part du nucléaire dans le mix énergétique français apparaît donc nécessaire, et la mise en œuvre du paquet énergie-climat ne saurait faire abstraction de cette nécessité. Or, les investissements colossaux que nécessiteront l'entretien et le renouvellement du parc de centrales viendront en déduction des sommes qui pourraient être consacrées à l'efficacité énergétique et à la recherche d'énergies durables et non polluantes, sans compter les surcoûts liés au traitement des déchets et à la gestion du risque nucléaire.

En vue de contribuer à la préparation de l'examen du projet de loi sur la transition énergétique annoncé par le Gouvernement, le présent rapport rend compte des positions exprimées devant les rapporteurs, afin de faire le partage entre les points qui font consensus et ceux sur lesquels les avis divergent. Il vise également à mettre en exergue les conditions qui, aux yeux des rapporteurs, constituent les clés de la réussite de la transition énergétique.

PREMIÈRE PARTIE :
LES CONDITIONS DE RÉUSSITE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

I. DÉFINIR UNE NOUVELLE STRATÉGIE

Face aux retards pris dans la réalisation des objectifs du paquet énergie-climat, la stratégie française doit se redéployer dans trois directions. Il s'agit d'abord de donner un signal politique clair et à long terme de la volonté de s'engager dans la transition énergétique, par une reformulation des objectifs du paquet énergie-climat. Les enjeux en cause dépassant le seul cadre national, il convient ensuite de promouvoir une politique européenne de l'énergie. Enfin, il apparaît nécessaire de réorienter les priorités nationales au regard des premiers résultats.

A. DONNER UN SIGNAL POLITIQUE CLAIR ET À LONG TERME EN REFORMULANT LES OBJECTIFS DU PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

L'affichage d'un signal politique clair et stabilisé, nécessaire pour favoriser les investissements dans la transition énergétique, implique d'abord que les objectifs du paquet énergie-climat soient plus lisibles. Cette exigence suppose une hiérarchisation des objectifs européens. Ensuite, il apparaît primordial que l'Union européenne cesse de déterminer les objectifs en termes d'émissions nationales pour se référer à la notion plus pertinente d'empreinte carbone.

1. Hiérarchiser les objectifs du paquet énergie-climat

Les investigations de la Cour des comptes, comme les propos des différents professionnels et experts entendus par les rapporteurs, ont mis en valeur une condition de la réussite des politiques de transition énergétique menées : l'affichage d'un signal politique clair et stabilisé, à destination des citoyens comme des investisseurs, de la nécessité et de la volonté des États de lutter contre le réchauffement climatique. Qu'il s'agisse des professionnels des énergies renouvelables, du secteur de l'efficacité énergétique des bâtiments, ou des industriels soumis au système communautaire d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, tous ont posé cette condition comme un préalable nécessaire. Or, comme a pu le souligner la Cour des comptes, la définition des objectifs au niveau européen souffre d'un manque de lisibilité qui contrevient à ce besoin de clarté.

Le paquet énergie-climat constitue un ensemble composite aux objectifs différents, susceptibles d'interférences, voire de contradictions. L'objectif général affiché est de contribuer à limiter le réchauffement climatique en atteignant les « 3 x 20 % » : réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020,

accroître la proportion d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne d'ici 2020 pour la porter à 20 %, accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

Cette pluralité des objectifs du paquet énergie-climat a suscité des critiques quant aux contradictions qu'elle engendre. La Cour des comptes met en évidence que la poursuite de l'objectif de développement des énergies renouvelables peut contrevenir à la réalisation de l'objectif de réduction des émissions de CO_2. À la suite de l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis, qui se substituent au charbon, ce dernier est devenu meilleur marché en Europe, où il tend à remplacer le gaz dans les centrales thermiques qui produisent une énergie complémentaire à celle issue des énergies renouvelables, dont la production est, par nature, variable. Ce phénomène, que la Cour appelle « recarbonation paradoxale », est principalement identifié en Allemagne où il aboutit à des résultats négatifs sur les émissions de CO_2. La Cour des comptes relève également une contradiction entre la mise en place d'un système européen d'échange de quotas de carbone et la définition d'autres objectifs du paquet énergie-climat (*cf.* deuxième partie, IV.) : faute d'un mécanisme destiné à réguler les surplus de quotas de carbone en circulation, l'atteinte des objectifs sectoriels du paquet énergie-climat contribuerait à ces surplus, à une baisse du prix du carbone et donc à brouiller le signal attendu par les investisseurs.

En conséquence, la Cour des comptes propose de repenser l'articulation de ces objectifs, et préconise d' « *adopter, pour le futur Paquet énergie-climat, un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs devant lui être subordonnés* ».

Cette critique de l'incohérence des objectifs fixés est partagée par le Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) qui préconise que le prochain paquet climat-énergie opère une distinction claire entre objectifs et outils [(1)]. L'Union européenne fixerait un objectif unique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et le développement des énergies renouvelables serait conçu non comme un objectif, mais comme un outil au service de la réduction des émissions.

Différents acteurs plaident pourtant pour le maintien de trois objectifs contraignants et quantifiés. Par exemple, les membres du Parlement européen ont soutenu, en commission de l'environnement et de l'industrie le 9 janvier 2014, puis en séance plénière le 5 février 2014, le principe d'un triple objectif contraignant. Les professionnels des énergies renouvelables se sont montrés très inquiets des effets que pourrait avoir la disparition d'un objectif européen contraignant sur le développement des énergies renouvelables, dont les filières ne sont pas encore stabilisées. Les investisseurs pourraient interpréter une telle disposition comme un signal négatif qui les dissuaderait de s'engager dans ces

(1) CGSP, La crise du système électrique européen*, Rapports et documents, janvier 2014.*

filières. Les professionnels du bâtiment ont aussi insisté sur les bénéfices en termes d'emploi résultant de la fixation d'un objectif clair d'efficacité énergétique.

Le caractère potentiellement contradictoire des objectifs, et l'impact négatif qui en résulte sur la lisibilité et la définition des politiques publiques relatives au changement climatique, sont pourtant deux constats avérés. Dès lors, un équilibre doit pouvoir être trouvé entre une hiérarchisation qui permettrait d'envoyer un signal plus clair aux investisseurs, et le maintien d'objectifs contraignants à l'échelle des États membres, afin de ne pas compromettre les filières des énergies renouvelables (sur ce point, *cf*. deuxième partie III. A.) et de l'efficacité énergétique. La promotion d'un objectif contraignant européen unique ne préjuge en effet en rien de la possibilité, pour les États-membres, de fixer des objectifs contraignants complémentaires.

2. Passer de la notion d'émissions nationales à celle d'empreinte carbone

Au-delà de la question controversée d'une hiérarchisation des objectifs, leur inadaptation à la lutte contre le changement climatique peut être observée en raison de la cible actuellement visée par le paquet énergie-climat : les émissions nationales.

La notion d'émissions diffère en effet de la notion d'empreinte carbone, qui consiste à comptabiliser tant les émissions propres à l'activité nationale que le solde net des émissions associées au commerce extérieur. La différence est importante, puisque dans le cadre d'une économie ouverte et globalisée, mesurer les émissions nationales ou l'empreinte carbone d'un pays aboutit à des résultats très différents. Ainsi, pour le cas de la France, alors que les émissions de gaz à effet de serre produites sur le territoire national en 2005 peuvent être évaluées à 410 $MtCO_2$, l'empreinte carbone s'élève à 545 $MtCO_2$ [(1)] puisqu'il faut ajouter les émissions liées aux importations desquelles on retranche les émissions associées aux exportations. L'évolution de la balance commerciale de la France et la délocalisation de certaines industries conduisent d'ailleurs à ce que les émissions nationales et l'empreinte carbone évoluent en sens contraire. Tandis que le niveau moyen d'émissions a diminué de 15 % sur le territoire national entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone a, elle, augmenté de 5 % sur cette période. [(2)]

Dans ces conditions, un objectif de réduction des émissions nationales décliné pour chaque pays n'est pas satisfaisant pour plusieurs raisons. D'abord, il n'incite pas les États à harmoniser leurs cibles d'efficacité énergétique et de carbone, et favorise au contraire la délocalisation des productions intenses en carbone vers des pays moins exigeants. Plutôt que de favoriser les changements de comportements, cet objectif peut encourager des stratégies de contournement.

---

(1) Ces chiffres, cités par la Cour des comptes, proviennent d'une étude « CO_2 et activités économiques de la France », Études et documents*, n°27 août 2010, CGDD, SOeS.*

(2) Selon le Commissariat général au développement durable : Observations statistiques *n° 114, mars 2012.*

Ensuite, cet objectif ne permet pas d'évaluer fidèlement la réalité de l'engagement des États dans la lutte contre le réchauffement climatique. Se concentrer sur les émissions nationales conduit en effet à ignorer la réalité qu'est le commerce mondial, et l'origine d'une part des émissions qui provient de la demande de consommation des pays importateurs.

Pour ces raisons, la Cour des comptes préconise de « *privilégier la réduction de l'empreinte carbone plutôt que celle des émissions nationales* » (recommandation n° 9).

Les rapporteurs, comme d'ailleurs les professionnels et experts auditionnés, adhèrent à cette suggestion. Raisonner en termes d'empreinte carbone permet en effet d'apprécier fidèlement l'efficacité des politiques climatiques menées, et incite les pays à se préoccuper non seulement de la diminution des émissions sur leur territoire, mais aussi à réfléchir à l'origine de la demande de consommation pour déclencher des changements de comportements.

À ce jour, la Commission européenne n'a pas retenu cette solution, ses propositions d'objectifs dévoilés dans le cadre des négociations du futur paquet énergie-climat s'exprimant toujours en termes de réduction des émissions.

B. DÉGAGER LES VOIES D'UNE POLITIQUE EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE

La définition des politiques énergétiques et de lutte contre le changement climatique par les États soulève un certain nombre de difficultés qu'une harmonisation européenne, notamment quant à la fiscalité, serait à même de surmonter.

1. Les difficultés induites par les disparités de mix énergétique au sein de l'Union européenne

La Cour des comptes a pu mettre en évidence les disparités de mix énergétique au sein de l'Union européenne. Les choix relatifs aux énergies, à l'instar de la part accordée au nucléaire ou aux énergies renouvelables, relèvent principalement des décisions souveraines des États membres. Ceci crée des disparités de mix énergétique importantes entre les États, la proportion des énergies renouvelables étant par exemple très variable d'un pays à l'autre de l'Union. La Cour des comptes a souligné à plusieurs reprises les différences entre le mix énergétique français, peu carboné et fortement nucléarisé, et le mix énergétique allemand qui s'oriente vers une sortie du nucléaire.

Or, la part croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique de certains États européens n'est pas allée sans créer un certain nombre de difficultés, en raison de l'intermittence de ces énergies et du manque de préparation des réseaux de transport et de distribution pour y faire face. La modification rapide du mix énergétique allemand a par exemple suscité des tensions avec la République tchèque menaçant l'équilibre global du marché

électrique européen. Celui-ci est en effet garanti par les interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux. La montée en puissance des énergies renouvelables en Allemagne a, du fait d'un réseau de très haute tension insuffisant dans le sud du pays, conduit à ce que le trop plein d'énergie intermittente produit dans le nord transite par le réseau tchèque, menacé de saturation. La République tchèque a averti qu'elle envisageait de bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne à son réseau. La préservation des interconnexions des réseaux européens commande que les États se préoccupent de la solidité de leurs réseaux dans le cadre des politiques de soutien au déploiement des énergies renouvelables.

Or, la définition d'une politique européenne de l'énergie serait précisément de nature à favoriser une bonne programmation des investissements nécessaires sur les infrastructures et les réseaux de transport et de distribution. Pareille politique présenterait en outre l'avantage d'accroître le rendement des différents centres de production.

Lors de son intervention devant les rapporteurs, M. Jérôme Schmitt, directeur Développement durable et Environnement de Total, a en effet mis en avant la qualité du mix énergétique européen pris dans son ensemble. Alors que les corrections à apporter pour équilibrer les mix énergétiques de chaque État membre apparaissent importantes, l'ampleur des corrections nécessaires apparaît bien moindre si l'on considère le mix énergétique européen dans son ensemble. Il importe donc de « penser européen » et non pays par pays. Pareille approche permettrait, par exemple, une exploitation plus efficiente des énergies renouvelables : penser à l'échelle européenne permettrait d'orienter la localisation des installations de renouvelables sur les territoires les plus pertinents, par exemple l'Italie et l'Espagne s'agissant du photovoltaïque. Cette implantation optimale des infrastructures serait par ailleurs de nature à accroître le rendement et à limiter les problèmes des énergies de « *back up* » destinées à pallier les déficits des énergies intermittentes.

Pour ces différentes raisons, la définition d'une politique énergétique européenne serait de nature à résoudre une part des difficultés liées aux disparités des mix énergétiques nationaux.

2. La nécessaire harmonisation entre États membres

L'harmonisation des politiques énergétiques entre les États membres de l'Union européenne constitue une nécessité pour écarter les risques de « fuites carbone » qui peuvent résulter de l'efficacité des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre prises par un pays ou un groupe de pays.

Les « fuites carbone » se concrétisent lorsque la maîtrise des émissions de CO_2 dans un pays tend à accroître les émissions dans un autre pays, soit parce que la chute de la consommation d'énergie fossile dans le pays vertueux suscite une chute du prix de l'énergie qui favorise l'accroissement de la demande dans

d'autres pays, soit parce que l'effort demandé aux entreprises dans les pays vertueux conduit au développement des activités polluantes dans les pays moins vertueux où ces activités deviennent plus compétitives.

Ce risque peut d'abord se concrétiser au sein de l'Union européenne par une délocalisation des productions intenses en carbone vers les pays européens plus tolérants face aux émissions, et dont le niveau d'émission augmente en conséquence. La situation est alors doublement problématique. Non seulement elle crée des distorsions économiques entre États membres, mais elle contrevient aussi à l'objectif qui est de faire diminuer les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial, et pas seulement à l'échelle de chaque État pris indépendamment.

Il est indispensable d'harmoniser la fiscalité écologique et de conduire les États membres à une coopération accrue sur ces sujets. Cette harmonisation pourrait intervenir à la faveur de la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique. Mais si l'échelon pertinent pour instaurer une fiscalité écologique est celui de l'Union européenne, l'instauration d'une telle fiscalité n'est pas sans rencontrer de grandes difficultés politiques comme le montre l'exemple de la taxe carbone européenne. Bien que ce système ait l'avantage de ne pas affecter la compétitivité des entreprises des États membres par rapport aux autres, le projet de taxe carbone européenne, présenté une première fois par le Commissaire à la fiscalité, M. Algirdas Semeta, le 23 juin 2010, n'a pas abouti à ce jour, en raison des réticences de certains États membres, hostiles à toute taxe imposée par l'Union européenne.

Le risque de « fuites carbone » peut encore se réaliser aux frontières de l'Union européenne. Il doit également être pris en considération, non seulement pour protéger l'industrie européenne, mais surtout pour garantir l'efficacité des politiques de lutte contre le changement climatique qui ne sauraient s'arrêter aux frontières de l'Union. Or, les délocalisations générées par les « fuites carbone » alourdissent le bilan des émissions mondiales, dans la mesure où les efforts pour limiter la pollution industrielle demeurent plus importants au sein de l'Union européenne que sur les sites industriels des pays bénéficiant de ces « fuites carbone ». Les débats en cours relatifs à l'instauration d'un mécanisme d'inclusion carbone aux frontières répondent à cette préoccupation, mais se heurtent là encore à des résistances politiques et juridiques en raison des réglementations de l'organisation mondiale du commerce. En dépit des efforts déjà produits par la France pour faire progresser ce dossier, ceux-ci doivent être poursuivis pour emporter la conviction des autres États membres.

C. REVOIR LES PRIORITÉS NATIONALES À L'AUNE DES PREMIERS RÉSULTATS

Les travaux de la Cour des comptes ont permis d'observer l'insuffisance des mesures mises en place pour atteindre les objectifs du paquet énergie-climat dans deux secteurs clé : les transports routiers et l'agriculture. Les efforts doivent donc être accentués dans ces directions. Mais de façon générale, l'amélioration de

la gouvernance en matière de transition énergétique impose surtout de repenser les outils de modélisation, indispensables à une prise de position éclairée.

1. Mettre l'accent sur les transports et l'agriculture

Le rapport de la Cour des comptes montre que la politique française de transition énergétique demeure largement tournée vers la production d'énergie électrique renouvelable, au détriment de la modification de l'usage de l'énergie. De substantiels progrès pourraient pourtant être réalisés par l'amélioration de l'efficacité énergétique. La France s'intéresse certes à ce sujet, mais principalement à l'aune de l'efficacité énergétique des bâtiments.

De façon générale, la Cour des comptes a pu relever que, si la France avait produit d'importants efforts s'agissant des énergies renouvelables et du bâtiment, il serait aujourd'hui pertinent de réorienter l'action pour insister davantage sur les secteurs des transports et de l'agriculture. Dans sa recommandation n° 7, la Cour préconise de ce fait d'accroître les moyens de la politique d'efficacité énergétique dans les transports (en insistant plus particulièrement sur la route), et dans l'agriculture, afin de limiter le recours aux engrais et développer la politique de la forêt et de l'utilisation des sols.

L'analyse de la répartition des émissions de gaz à effet de serre françaises en 2011 par secteur d'activités montre que ces deux domaines méritent en effet d'être davantage la cible des politiques d'efficacité énergétique. Ainsi, les transports, avec une part de 26,4 % des émissions nationales, constituent le premier secteur émetteur devant l'industrie manufacturière (21,5 %) et l'agriculture et la sylviculture (21,2 %).

Il ne s'agit évidemment pas d'abandonner toute action dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique des bâtiments, mais d'accentuer les efforts là où des progrès significatifs peuvent encore être réalisés. S'agissant du secteur des transports, les efforts doivent cibler en priorité la route, qui totalise 94,8 % des émissions du secteur. En ce qui concerne l'agriculture, la nécessité de renforcer les dispositifs de diminution des émissions est d'autant plus urgente que l'agriculture française se singularise par l'ampleur de sa contribution aux émissions polluantes en comparaison des autres pays européens. Alors que l'agriculture française émet 21,2 % des émissions totales françaises, ce chiffre n'est que de 9 % au niveau européen [(1)]. Selon la Cour des comptes, la nature de ces émissions se décompose comme suit : 51 % de protoxyde d'azote, 41 % de méthane et moins de 10 % de dioxyde de carbone. Autre donnée préoccupante : alors que les émissions de ce secteur ont diminué d'un peu plus d'1 % par an dans l'Union européenne entre 1990 et 2010, la baisse n'a été que de 0,5 % par an en France sur cette même période. Ces statistiques tendent à prouver que des marges de progression sont importantes.

---

(1) L'agriculture représentait 2,1 % du PIB en France en 2008 contre 1,7 % au niveau de l'Union européenne.

L'évaluation des émissions du secteur agricole est au demeurant potentiellement sous-estimée, dans la mesure où ces statistiques reproduites par la Cour des comptes reposent sur une comptabilisation des émissions qui ne prend en considération que les émissions directes. Les données relatives aux émissions indirectes, liées à la production des intrants (engrais), des transports, ou de la consommation d'énergie en agriculture, ne sont donc pas incluses dans ces chiffres.

2. Construire un modèle macro-économique fiable pour évaluer les impacts de la transition énergétique

Par sa nature même, la transition énergétique oblige à considérer des transformations profondes et une temporalité longue. Dans de telles conditions, choisir et décider rend indispensable l'utilisation d'outils de modélisation. Leur objet est d'ailleurs ici bien moins de prévoir que de simuler des situations économiques diversifiées et des scénarios contrastés permettant de comparer plusieurs solutions possibles au regard des conditions qu'elles requièrent (l'investissement notamment), comme de leurs effets (sur l'emploi, la balance extérieure, etc.).

Or, force est de constater que les instruments existants sont soit encore trop limités au regard de ce qu'ils permettent de prendre en compte, soit encore balbutiants. En effet, les instruments actuellement disponibles relèvent, pour l'essentiel, d'une approche dite « technico-économique », ou encore « *bottom up* », qui ne s'articule que partiellement avec le champ économique. Cela explique que la Cour des comptes juge sévèrement les outils de simulation et les modèles de coûts utilisés par l'État, insuffisants pour détecter et empêcher le phénomène de « bulle financière », tel qu'il a pu se produire pour le photovoltaïque, notamment en raison d'un mauvais ajustement initial des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La refonte des outils de modélisation pourrait en outre être l'occasion d'une mise à disposition du grand public d'outils simplifiés. Le fait que les modèles français ne soient accessibles qu'aux experts semble en effet contradictoire avec l'objectif d'une appropriation des enjeux de la transition énergétique par le grand public, condition de l'efficacité des politiques menées.

Il incombe dès lors à l'État de se doter des capacités d'expertise et de pilotage nécessaires à une appréhension plus fine des enjeux et des conséquences de la transition énergétique.

II. IMPLIQUER DAVANTAGE LES CITOYENS DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'implication des citoyens dans la transition énergétique peut parfois s'opérer spontanément, notamment à la faveur de considérations économiques. Par exemple, sensibles à l'opportunité de consacrer une moindre part de leur budget à

leurs déplacements, les citoyens se sont rapidement et massivement orientés vers de nouveaux modes de transport partagés tels que le co-voiturage. Cet exemple est d'autant plus intéressant qu'il témoigne aussi d'une évolution rapide des représentations des consommateurs. L'imaginaire attaché au véhicule individuel est en pleine mutation. Jadis symbole de liberté, il tend aujourd'hui à être connoté négativement en raison des contraintes qui s'y attachent (coût, congestion du trafic, difficultés de stationnement…). Les jeunes générations ne se montrent plus autant attachées au modèle de la possession de la voiture individuelle que les séniors. Les mentalités évoluent, des changements de comportement sont perceptibles. Mais pour avoir un impact massif sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le rôle des pouvoirs publics doit être d'encourager puis d'accompagner ces changements. Dans cette perspective, il importe à la fois d'améliorer l'information mise à disposition des citoyens, d'expérimenter de nouvelles approches susceptibles de favoriser les changements de comportements, mais aussi d'accompagner les ménages les plus en difficulté pour éviter qu'une partie de la population ne se retrouve à la marge de la transition énergétique.

A. MIEUX INFORMER

La sobriété énergétique est un élément central des scénarios de transition énergétique. Elle nécessite la participation de tous. La diffusion de l'information sur la consommation d'énergie revêt donc une importance cruciale, d'autant que la sobriété énergétique induit certainement les investissements les plus rentables à court comme à moyen et long termes. Or, les informations délivrées aux consommateurs sont souvent illisibles, alors même que ces derniers expriment une réelle attente en matière d'accès à l'information et de maîtrise des données personnelles.

1. Des informations souvent illisibles

Les mesures prises en faveur d'un accès élargi à l'information procèdent d'une démarche louable mais génèrent parfois des résultats décevants au stade de la concrétisation pratique.

Le cas du diagnostic de performance énergétique (DPE), introduit à partir de 2006 en vertu de la directive 2002/91/C, en est un exemple révélateur. Supposé donner au futur acheteur ou locataire un aperçu de la performance énergétique du logement par une estimation de sa consommation énergétique et de son taux d'émission de gaz à effet de serre, le dispositif français voit sa fiabilité et sa pertinence remises en cause. Les instruments de mesure de l'énergie primaire sont inadaptés à l'information utile aux ménages, qui raisonnent en énergie finale, en consommation réelle et se sentent concernés par l'ensemble des usages du bâtiment. Dans ces conditions, l'utilité du dispositif paraît faible. Il convient donc de l'adapter pour prodiguer une information claire et fiable quant aux économies d'énergies réalisables.

Les expériences d'étiquetage environnemental illustrent également la difficulté de mise en œuvre concrète, tant la définition d'un équilibre entre simplicité et exhaustivité de l'information est difficile à trouver.

Il en est ainsi de l'obligation étendue d'étiquetage énergétique des produits domestiques utilisateurs d'énergie et d'autres produits liés à l'énergie. (1) Cet étiquetage, qui se présente désormais au moyen de symboles graphiques (flèche verte ou rouge avec des nuances de couleurs), est jugé obsolète, en dépit de l'ajout de trois classes supplémentaires (A+, A++ et A+++) en 2010. Grâce aux progrès réalisés par les constructeurs et faute d'une refonte globale des classes de consommation d'énergie, tous les appareils électro-ménagers sont désormais notés « A » voire « A+ » ou « A++ ». Il en résulte une mauvaise valorisation des innovations et un signal décrédibilisé auprès des consommateurs. (2)

En dépit des efforts des pouvoirs publics pour promouvoir l'information énergétique, des progrès sont encore possibles, et seront d'autant plus utiles que les consommateurs expriment une forte demande d'accès à l'information, mais aussi à la maîtrise des données personnelles.

2. Une demande forte d'accès à l'information et de maîtrise des données personnelles

L'accès à une information complète et de façon instantanée correspond à une attente réelle des consommateurs, notamment lorsqu'elle est susceptible de générer des économies.

En matière de consommation d'électricité par exemple, l'information incite aux économies d'énergie, et partant à la réduction de la facture énergétique. De ce point de vue, l'instauration du compteur Linky, compteur « intelligent » développé par ERDF, a suscité de grands espoirs en raison du potentiel informatif élevé du dispositif. L'Ademe et l'UFC Que-choisir ont pourtant exprimé leur déception au regard du caractère limité de l'information délivrée.

En effet, ces nouveaux compteurs ne transmettent au consommateur que les informations concernant les volumes d'énergie consommée, les informations relatives aux coûts induits restant réservées à ERDF. Il faut donc développer l'accès du consommateur à l'information afin de l'inciter à effectuer des économies d'énergie. De même, les compteurs Linky gagneraient à offrir de nouvelles solutions technologiques comme le pilotage des usages à distance. Enfin, en matière d'information, il semble essentiel de revoir le diagnostic de

---

(1) Directive 2010/30/UE.

(2) D'après l'UFC Que-choisir, aucun réfrigérateur-congélateur vendu en magasin n'appartient plus aux classes B à G. Pour les sèche-linge, seules les classes A et B sont encore usitées. En revanche, pour beaucoup d'autres produits ou secteurs (ampoules, automobiles, logement), la classe A reste la meilleure. L'association de consommateurs réclame l'extension du système de bonus-malus applicable aux automobiles.

performance énergétique pour y inclure notamment la dimension « coût », traduite en euros, plus lisible pour le consommateur que le kWh.

Des solutions innovantes, fondées sur le « *design* d'information » qui permet de présenter l'information d'une façon parlante pour le consommateur, auraient notamment pu être explorées. Selon le cabinet Chronos, ce type d'innovation aurait fortement amélioré l'impact du dispositif sur les changements de comportements, qui ne s'appuient que difficilement sur une information brute, sans accompagnement ou décodeurs pour la déchiffrer. Il conviendrait donc à l'avenir que ce type de dispositif aille véritablement au bout d'une mise à disposition complète et intelligible de l'information au consommateur.

Cet exemple révèle d'ailleurs l'intérêt que recouvre l'*open data* comme source d'innovation et de sobriété énergétique. Consistant à rendre accessibles *via* Internet les données publiques non nominatives, l'*open data* peut en effet donner lieu à la création d'applications innovantes en matière d'économies d'énergie. Par exemple, l'application Waze est une application de trafic et de navigation communautaire. Les automobilistes membres de la communauté produisent et partagent en temps réel l'information sur le trafic et l'état des routes, ce qui permet aux automobilistes de choisir le tracé optimal de leur déplacement dans le but de réduire les frais de carburant et le temps de trajet. D'autres applications de ce type pourraient par exemple concerner le recensement des pistes cyclables sur un territoire. Mais la condition de ces innovations réside dans l'ouverture des données, point sensible à double titre : il soulève d'une part un enjeu de protection des données personnelles, et implique, d'autre part, que les collectivités ou entreprises détentrices de ces données acceptent de les mettre largement à disposition du public.

B. ADOPTER DE NOUVELLES APPROCHES POUR CHANGER LES COMPORTEMENTS

En vue d'inclure davantage les citoyens dans la transition énergétique, il paraît nécessaire d'appliquer de nouvelles approches pour les intéresser plus largement à ces thématiques. En ce sens, le temps de la campagne de communication classique est révolu. Il s'agit aujourd'hui d'éprouver de nouvelles formes de mobilisation, notamment collectives, afin d'accompagner le citoyen dans sa participation à la transition énergétique. Mais provoquer le changement peut aussi nécessiter de dépasser le stade de la communication, et d'employer incitations ou obligations. Le choix entre ces deux méthodes porte alors à débat. Enfin, responsabiliser les fournisseurs d'énergie constitue une autre piste à explorer.

1. Des campagnes de sensibilisation traditionnelles à de nouvelles formes de mobilisation collective

Pour être pleinement efficaces, les actions publiques menées en vue de mobiliser les citoyens dans la transition énergétique doivent répondre à un certain nombre de principes.

D'abord, exposer une pluralité d'arguments au citoyen est susceptible d'accentuer sa motivation à changer de comportement. Le martèlement d'un argument écologique unique et culpabilisant peut s'avérer contre-productif, là où une approche plus complète peut être porteuse d'une efficacité accrue. L'argument écologique compte, mais peut être renforcé par d'autres éléments qui sont pris en considération lorsque le consommateur fait un choix. Car si ce dernier s'intéresse aux considérations écologiques, il envisage d'autres critères : le coût, l'impact sur la santé, le confort, ou encore le temps passé. Par conséquent, lorsque le choix le plus compatible avec l'environnement rejoint l'un de ces autres critères, il convient de valoriser ce lien qui rendra plus facile de persuader le consommateur. Certes, il a pu être souligné que les arbitrages des consommateurs s'opèrent parfois spontanément en faveur de l'écologie, et ce au détriment de l'économie immédiate. Mais ce schéma de décision étant loin d'être généralisé, il importe d'inciter aux changements de comportement en ayant recours à toute la palette d'arguments mobilisables.

Ensuite, il est apparu que diffuser le message au gré de campagnes de sensibilisation par voie de presse ou télévisuelle ne suffit pas. Il faut aller au-delà en proposant un véritable accompagnement au changement de comportement, non seulement en le préparant en amont, mais aussi en le facilitant en aval de la prise de décision. L'Ademe insiste beaucoup sur la nécessité de créer un environnement facilitant. Un important travail doit être réalisé en amont des campagnes de communication pour s'assurer que le changement de comportement du consommateur ne le laissera pas démuni. Ainsi, tenter de promouvoir le report modal en zone rurale sans pourvoir au préalable aux besoins de transports en commun serait inefficace, et risquerait même de démobiliser les citoyens. Selon cette même logique, mener une campagne de sensibilisation en faveur de la rénovation thermique des bâtiments serait tout aussi inefficace s'il n'est pas pourvu en amont au besoin de formation professionnelle des artisans. En aval, il apparaît primordial de s'assurer de l'existence d'un dispositif informatif. Lorsque le citoyen prend la décision de s'investir dans la transition énergétique, il doit pouvoir trouver les renseignements nécessaires. Dans cette perspective, les « espaces information énergie » initiés par l'Ademe en 2001 afin de sensibiliser et d'informer le grand public gratuitement et de manière objective sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables constituent une initiative intéressante et mériteraient d'être renforcés.

Enfin, de nouvelles approches consistant à faire collaborer les citoyens pour qu'ils diffusent eux-mêmes des actions d'efficacité énergétique s'avèrent prometteuses. L'initiative « Famille à énergie positive », organisée par l'Ademe

sous forme de défis lancés aux familles pour réduire leur consommation énergétique, en est une illustration. Le caractère ludique de l'expérience crée un effet d'émulation bénéfique à la diffusion d'un message positif sur les économies d'énergies, et, de ce fait, incite d'autres citoyens à s'y engager.

En amont de l'accompagnement au changement, l'action des pouvoirs publics peut aussi consister à mettre en place des incitations ou des obligations pour provoquer le changement. Le choix de l'une ou l'autre de ces méthodes prête actuellement à débat.

2. Quel équilibre trouver entre incitations et obligations ?

En dehors de la sensibilisation et de l'accompagnement, les changements de comportements peuvent être provoqués de façon plus efficace par des incitations ou des obligations posées par les pouvoirs publics. Un débat existe cependant sur le choix de la méthode à adopter. À partir de quand passer de l'incitation à l'obligation ? Lorsque les incitations n'ont pas prouvé leur capacité à provoquer des changements de comportement de masse, faut-il, et à quel moment, formuler des obligations ?

Les parties prenantes auditionnées par les rapporteurs ont fait état de divergences sur le sujet. La majorité des personnes auditionnées a considéré qu'il était pour le moment prématuré de substituer aux politiques d'incitation l'édiction d'obligations. En revanche, cette transition n'a pas été exclue. Au contraire, elle doit être envisagée dès à présent pour être programmée. Il est en effet plus efficient que le citoyen ait connaissance bien en amont du changement à venir, qu'il sache que le système incitatif ne durera qu'un temps et laissera place à une date connue à un système plus contraignant pour qu'il puisse échelonner dans le temps les mesures à prendre. L'évolution progressive et programmée de l'incitation vers l'obligation doit être la méthode à privilégier. Ainsi, lorsque le choix est fait de recourir à la norme, il est primordial que celle-ci soit simple, compréhensible, et que sa date de mise en œuvre soit préalablement connue. Cela permet au citoyen d'anticiper le changement, de s'organiser pour éviter les effets négatifs du non-respect de la norme. Il est encore possible de programmer l'obligation non pas à une date, mais à l'occasion d'un évènement, tel que la vente d'un bien immobilier : poser une norme d'efficacité énergétique imposée à la vente évite certains effets pervers observables lorsqu'une date butoir est prévue, comme la réalisation des travaux dans la précipitation ou les demandes de report. Il est également possible d'envisager le recours à l'expérimentation, afin de mesurer l'impact d'un système obligatoire sur les changements de comportements.

De façon générale, le choix entre incitation et obligation devra être opéré au cas par cas, pour réserver les obligations aux secteurs dans lesquels seule cette méthode est susceptible de générer le changement, et privilégier l'incitation dans les cas où la démarche volontaire des citoyens sera plus efficace. La rénovation énergétique des bâtiments par les bailleurs a été citée comme un cas pouvant

nécessiter un passage à l'obligation pour provoquer un changement qui ne provient pas de l'initiative des acteurs concernés.

3. La responsabilisation des fournisseurs *via* les certificats d'économies d'énergie

L'idée de responsabiliser les fournisseurs d'énergie est envisagée en France à travers le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE). Prévus par la loi Pope du 13 juillet 2005, ce dispositif pose une obligation de réalisation d'économies d'énergie aux vendeurs d'énergie. Ceux-ci sont incités à promouvoir l'efficacité énergétique auprès de leurs clients afin d'atteindre un objectif triennal réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. Lorsque la période s'achève, le fournisseur d'énergie justifie l'accomplissement de ses obligations par la détention d'un montant de certificats équivalant à ces obligations. Le montant des primes peut varier selon les obligés et l'ampleur des travaux effectués.

Lors des tables rondes animées par les rapporteurs, une partie des intervenants s'est montrée favorable à une extension de ce dispositif à d'autres champs que celui de l'énergie, séduite par l'idée de la responsabilisation des fournisseurs. Le sujet prête cependant à débat. Certaines personnes entendues par les rapporteurs considèrent que les fournisseurs ne sont pas les mieux placés pour inciter à la réduction de la consommation d'énergie. D'autres soulignent la nécessité de perfectionner le dispositif s'il devait être étendu. Il conviendrait notamment d'accroître sa visibilité auprès des entreprises et des particuliers. Selon la Cour des comptes [(1)], l'efficacité du dispositif pourrait aussi être améliorée, en opérant une révision triennale des fiches qui servent à calculer les économies d'énergie des opérations éligibles aux CEE afin de supprimer celles dont l'efficacité est trop limitée, ou en renforçant l'accompagnement des investisseurs pour les inciter à réaliser des travaux plus performants. Surtout, la Cour insiste pour que des études *a posteriori* auprès des obligés soient réalisées, afin d'améliorer la connaissance des économies réelles obtenues grâce aux opérations financées par les CEE.

C. ACCOMPAGNER LES MÉNAGES LES PLUS EN DIFFICULTÉ

La réalisation de la transition énergétique suppose un investissement économique que tous ne sont pas en mesure d'assumer. Aussi, pour n'exclure personne de cette démarche, et pour ne pas aggraver la situation des plus démunis, il importe de prendre en compte la justice sociale dans la réalisation des politiques de lutte contre le réchauffement climatique. Cela passe par la lutte contre la précarité énergétique et la prise en considération des inégalités sociales lors de la définition des mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports.

---

(1) Cour des comptes, rapport public thématique, Les certificats d'économie d'énergie*, octobre 2013.*

1. Lutter contre la précarité énergétique

Selon la loi Grenelle II, la précarité énergétique désigne la situation dans laquelle « *une personne éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat* ». Elle concerne les ménages qui consacrent plus de 10 % de leurs revenus aux dépenses d'énergie dans le logement, à savoir 3,8 millions de ménages. L'accomplissement de la transition énergétique commande de se saisir du cas de ces ménages pour les aider à sortir de cette précarité.

Le programme « Habiter mieux » répond à cette exigence. Il vise à réaliser sur sept ans des travaux de rénovation thermique pour 300 000 ménages propriétaires occupants en situation de précarité énergétique. Le but est d'améliorer d'au moins 25 % la performance énergétique de leur logement. Piloté par l'Agence nationale de l'habitat (Anah), ce programme est doté de 1 100 millions d'euros sur la période 2010 – 2017. Concrètement, le programme consiste à apporter une aide financière pour la réalisation des travaux de rénovation énergétique. L'Anah apporte une aide représentant 35 ou 50 % du montant total des travaux, ce à quoi peut s'ajouter une aide forfaitaire d'un montant minimum de 3 000 euros au titre des "investissements d'avenir", ainsi éventuellement qu'une aide complémentaire délivrée par une collectivité territoriale. Ce programme permet en outre aux familles qui y ont recours d'être accompagnées tout au long du projet par un spécialiste qui réalise le diagnostic thermique du logement, élabore les projets de travaux et aide au montage financier du dossier comme au suivi du bon déroulement des opérations.

Toutefois, ce programme se heurte à des difficultés de repérage des ménages en situation de précarité énergétique. Il semble nécessaire de former les acteurs sociaux et les acteurs énergétiques à l'identification de ces ménages, car rares sont les personnes en difficulté qui prennent l'initiative de se signaler elles-mêmes. Ce volet formation devra par ailleurs être développé en étroite collaboration avec les acteurs sociaux dans la mesure où l'introduction au domicile des personnes touche à l'intime et peut susciter des comportements réfractaires.

Si, comme l'a souligné la Cour des comptes, le programme a connu un démarrage très lent, en raison tant de sa complexité que de la difficulté d'identification des publics cibles, M. Philippe Pelletier, chargé du pilotage et de la mise en œuvre du plan de performance thermique des bâtiments prévu par le Grenelle de l'Environnement, a insisté sur la mobilisation des acteurs du programme Habiter mieux.

Œuvrer par ce type de programme en faveur de l'accompagnement et de la sensibilisation à l'efficacité énergétique des ménages les plus démunis permet d'introduire une dimension de justice sociale dans la lutte contre le changement

climatique. Or, cette problématique de précarité énergétique, souvent associée à la seule question du logement, concerne aussi les transports.

2. Faire évoluer la mobilité en réduisant les inégalités

Le traitement du secteur des transports en vue de la diminution des émissions polluantes se heurte lui aussi à une problématique de justice sociale. En effet, les mesures fiscales favorisant l'achat de véhicules propres et celles visant à dissuader l'entrée dans les villes en voiture (péage urbain) ne permettent pas aux ménages aux plus bas revenus d'être acteurs de la transition énergétique. Plus encore, ce sont ces ménages qui, détenteurs des véhicules les plus polluants, sont les premiers touchés par les mesures visant à faire payer les externalités négatives de l'usage de ces véhicules. Typiquement, le bonus-malus automobile ne leur profite pas dans la mesure où ces ménages, quand bien même ils le souhaiteraient, sont dépourvus des moyens nécessaires à l'achat d'un véhicule propre. Ces ménages sont pourtant parfois contraints de conserver un mode de transport individuel pour aller au travail, soit parce qu'ils ont des horaires qui ne leur permettent pas de réaliser leur trajet domicile-travail en transports en commun dans des conditions raisonnables, soit parce qu'éloignés des centres villes, ils ne peuvent opérer un report modal faute d'infrastructures de transports en commun suffisantes.

Il convient donc de prendre en compte la perception des mesures prises dans le cadre de la transition énergétique par le corps social. Les mesures écologiques peuvent en effet avoir un impact sociologique négatif, et partant générer des résistances à ces mesures considérées comme injustes. Lorsque la perception des mesures par le corps social est négative, cela contrevient à l'objectif d'associer tous les citoyens à la transition énergétique. C'est la raison pour laquelle il apparaît utile d'associer le traitement du secteur des transports à une réflexion sur le mode de vie et de travail. En parallèle des politiques de réduction des émissions du secteur routier fondées sur des taxes ou incitations financières, la réflexion sur le mode de vie peut permettre la mise en œuvre d'une politique moins discriminante pour les ménages à bas revenus. Envisager le développement du télétravail, ou créer des plateformes de travail collaboratif, des « tiers lieux » à proximité de zones résidentielles dans lesquelles les travailleurs peuvent venir accomplir leur journée de travail, sont autant de solutions qui permettent de réduire le besoin de mobilité, et emportent ainsi un impact positif en termes d'émission sans pour autant générer d'inégalités supplémentaires.

III. ENCOURAGER LES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les besoins de financement de la transition énergétique représentent un défi considérable que la Cour des comptes n'a pas manqué de souligner. Alors que la réalisation de gains d'efficience et la maximisation de l'effet de levier des dépenses publiques pourraient permettre de consacrer davantage de moyens à la

recherche et à l'adaptation de notre outil de production, la Cour déplore la faiblesse des instruments d'évaluation et de pilotage qui devraient permettre cette optimisation.

A. RATIONALISER LES DISPOSITIFS

Une rationalisation des dispositifs existants est une première nécessité. Les acteurs réclament unanimement davantage de visibilité et de prévisibilité.

1. Stabiliser et simplifier les dispositifs

De très nombreuses mesures fiscales et réglementaires soutiennent la mise en œuvre du paquet énergie-climat, formant un ensemble protéiforme et peu lisible. En outre, l'instabilité des dispositifs engendre des ruptures brutales qui découragent les investisseurs.

Le soutien à la rénovation thermique s'appuie par exemple sur 28 mesures de nature diverse que la Cour juge peu efficaces (*cf. infra* deuxième partie, III.). M. Pierre Ducret, référent du directeur général de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans le domaine de la transition écologique et climatique, a aussi laissé entendre que l'éco-prêt à taux zéro n'était pas des plus efficients : un accord devrait être recherché avec le secteur bancaire pour financer les travaux de rénovation énergétique au même taux qu'un prêt immobilier. L'instabilité des principaux dispositifs comme le crédit d'impôt développement durable (CIDD) ou l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) obère en tous cas l'efficacité de ces mesures en suscitant une méfiance croissante de la part des ménages susceptibles d'y avoir recours. Les mesures fiscales (taxes ou crédit d'impôts) ont été qualifiées de « *signaux brutaux* » par M. Nicolas Mouchino, représentant de l'UFC Que-choisir. Elles s'appliquent immédiatement au consommateur sans lui laisser le temps de réorienter sa consommation de manière efficace, d'autant que rien n'est fait pour réduire sa captivité à l'égard de son mode de chauffage ou de transport.

La stabilisation est également un enjeu crucial du soutien aux énergies renouvelables. M. Stéphane Pasquier, directeur de Natixis Énergéco, a par exemple indiqué que l'irruption, en 2010, de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) a heurté le secteur de plein fouet. [(1)] Les actionnaires ont fait face à cette nouvelle taxe grâce aux réserves de précaution qu'ils avaient heureusement constituées sur les revenus d'exploitation des années

(1) L'IFER, qui s'applique à compter des impositions dues au titre de 2010, est une imposition constituée de neuf composantes et qui concerne certains redevables exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications. Les énergies renouvelables sont présentes parmi ces composantes. Les installations terrestres de production d'électricité utilisant l'énergie éolienne, les installations de production d'électricité utilisant l'énergie marine ou encore les centrales de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque ou hydraulique sont par exemples soumises à cette imposition forfaitaire. De nombreuses installations liées au gaz naturel (installations, stockage, canalisations de transport) sont également soumises à l'IFER, au côté d'autres entreprises de réseaux.

précédentes. Mais le manque de prévisibilité de l'environnement réglementaire et fiscal est très mal vécu par les investisseurs comme par les entrepreneurs.

Principal outil de soutien, les tarifs d'achat [(1)] ne s'appuient pas toujours sur une connaissance fiable et actualisée de l'ensemble des paramètres conditionnant la rentabilité des installations (coûts de production, rémunération du risque, cumul de mesures de soutien) comme l'a montré le rapport public thématique publié par la Cour des comptes en juillet 2013. Cette dernière rappelle que le mauvais ajustement des tarifs d'achat des énergies renouvelables a conduit à la formation d'une véritable « bulle » du photovoltaïque entre 2009 et 2012.

En 2009, un groupe d'associations a saisi le Conseil d'État pour contester le tarif d'achat bonifié de l'énergie produite par les éoliennes fixé par l'État, une épée de Damoclès pour la filière éolienne. Saisie à son tour par le Conseil d'État, la Cour de justice de l'Union européenne s'est prononcée en décembre 2013. Selon l'arrêt de la Cour, le tarif d'achat de l'énergie éolienne, fixé par l'État et supérieur au prix du marché, remplit les conditions pour être qualifié d'aide d'État. Après plusieurs mois de négociation, la France a finalement obtenu en mars 2014 l'accord de la Commission européenne pour financer la filière éolienne par des aides d'État.

Alors qu'un nouveau système de tarifs plus vertueux est proposé par certains économistes (*cf. infra* deuxième partie, III.), les professionnels et l'Ademe demandent surtout une meilleure prévisibilité. Sans garantie de la pérennité des tarifs d'achat, les investisseurs et les organismes de financement ne seront pas incités à développer et à participer à des projets d'installations. Les entrepreneurs souhaiteraient une rationalisation des obligations déclaratives liées aux aides ou aux autorisations administratives dans les énergies renouvelables par une démarche de type « guichet unique ».

2. Des outils d'évaluation et de pilotage largement perfectibles

La faiblesse des outils d'évaluation et de pilotage a été relevée à plusieurs reprises par la Cour des comptes qui recommande de renforcer l'interministérialité de cette politique en plaçant le Comité interministériel du développement durable sous la présidence effective du Premier ministre et en confiant les travaux de prospective au commissariat général chargé de la stratégie et de la prospective (CGSP).

---

(1) L'obligation d'achat par les distributeurs est le principal outil de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Mais la méthode de fixation des tarifs est légalement encadrée. Elle doit tenir compte du coût évité pour l'acheteur, auquel peut s'ajouter une prime qui reflète la participation de la source d'énergie aux objectifs de la politique énergétique de la France : indépendance, sécurité des approvisionnements, compétitivité économique et lutte contre les gaz à effet de serre, mais qui ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés excède une rémunération normale. L'application de ces dispositions s'est toutefois révélée impossible pour les sources d'énergies renouvelables, dans la mesure où la contribution aux objectifs de la loi ne suffisait pas à assurer la rentabilité des projets. Aussi, le critère aujourd'hui retenu pour fixer le bon niveau de tarif est celui de la rentabilité des capitaux investis, dont l'appréciation par les services de l'État n'est pas toujours suffisamment actualisée.

Le déficit de pilotage se manifeste en premier lieu par l'absence de chiffrage fiable des mesures fiscales et financières et d'évaluation de l'efficacité de ces mesures (*cf. infra* B.). Par exemple, l'impact de nombreuses mesures fiscales n'est pas évalué alors même qu'elles représentent un coût élevé pour les finances publiques. La Cour cite le taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien portant sur des logements achevés depuis plus de deux ans (5,23 milliards d'euros en 2012). De même, d'autres dispositifs fiscaux (taux réduit de TVA – abrogé en 2012 – pour les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité ou de chaleur renouvelable, de petite puissance, exonération d'impôt sur le revenu et de TVA pour la vente de l'électricité produite par les petites installation photovoltaïques, amortissement dégressif et exceptionnel sur 12 mois pour l'achat de certains équipements de production d'énergies renouvelables) n'ont fait l'objet d'aucune évaluation, malgré un coût global qui pouvait atteindre 25 millions d'euros par an jusqu'en 2012.

En second lieu, la Cour déplore l'insuffisance des outils de simulation qui devraient pourtant aider les décideurs à comparer les scénarios de la transition énergétique. La Cour qualifie de « balbutiants » les instruments disponibles aujourd'hui. Elle regrette la prévalence d'une approche « technico-économique » ou « *bottom-up* » au détriment de modèles macroéconomiques, plus complets, prenant par exemple en compte la démographie atypique de la France. Ces modèles sont pourtant explorés dans la sphère universitaire. Mais ce n'est qu'en 2008 que l'Ademe a passé convention avec l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE) pour développer une modélisation dédiée à l'évaluation macroéconomique des effets de moyen et long terme des politiques d'environnement et de transition énergétique. Tout au long de son rapport, la Cour des comptes souligne l'insuffisante prise en compte du récent bouleversement du contexte énergétique (découverte des gaz de schiste aux États-Unis, crise économique), des spécificités françaises (démographie), ou des préférences des ménages (« effet rebond » après la rénovation thermique, préférences en termes de mobilité).

3. Mieux prendre en compte la dimension territoriale

Le champ de l'enquête réalisé par la Cour des comptes n'incluait pas les politiques conduites par les collectivités territoriales, qui n'ont donc pas fait l'objet d'une étude poussée. La Cour attire cependant l'attention sur plusieurs points: les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) ont une portée trop limitée et quant aux plans climats énergie territoriaux, ils suscitent une insuffisante implication des acteurs locaux.

Les collectivités territoriales jouent un rôle croissant dans la transition énergétique en favorisant la structuration de filières autour de la rénovation énergétique ou des énergies renouvelables, en coordonnant les artisans intervenant dans la rénovation des bâtiments, en adoptant des normes ambitieuses d'efficacité énergétique dans la construction des bâtiments publics, en favorisant des modes de

transports moins émetteurs de CO_2 mais adaptés aux territoires, la biodiversité, un traitement écologique des déchets, une bonne gestion de l'eau et en accompagnant les changements de comportement par des opérations d'information et de sensibilisation. À plusieurs égards, les collectivités régionales et communales apparaissent comme des niveaux pertinents de mise en œuvre de la transition énergétique. Une coordination avec l'État est d'autant plus souhaitable pour éviter les doublons.

Or, la coordination entre les politiques nationales et territoriales est encore insuffisante. Les dépenses des collectivités en faveur de la transition énergétique n'ont fait l'objet d'aucune synthèse, tant dans les documents budgétaires annexés au projet de loi de finances que dans le débat national sur la transition énergétique. Certaines ne sont pas sans risques. Les conseils régionaux ont développé plusieurs mécanismes de « tiers financement », à l'instar de la société d'économie mixte (SEM) Énergie Posit'If, créée par la région Île-de-France avec quinze autres partenaires. M. Pierre Ducret, représentant de la Caisse des dépôts et des consignations, estime que l'objectif défini par Énergie Posit'If – les copropriétés – est ciblé et réaliste. C'est une bonne pratique à promouvoir, à la condition que la SEM ne devienne pas un organisme de crédit et que les financements soient faits par les banques sans passer par son bilan. La région Picardie, en revanche, a créé un service public de l'efficacité énergétique qui engage le bilan du conseil régional, sous forme de subventions et de prêts. Cette formule très ambitieuse ne maximise pas l'effet de levier. Les ressources consenties pour ces prêts et ces subventions devront être compensées par des réductions de dépenses sur d'autres postes.

À l'instar de leurs homologues allemandes, les communes et intercommunalités pourraient à l'avenir accompagner le développement d'une production délocalisée d'électricité et d'une autoconsommation locale. Le ministre chargé de l'énergie a annoncé, mi-octobre 2013, une concertation sur l'autoconsommation, qui pourrait figurer dans la future loi sur la transition énergétique, laissant les producteurs consommer directement leur électricité. La Cour invite à considérer cette idée avec prudence : « *la politique dite d'appropriation des productions par les territoires n'apparaît pas automatiquement comme un facteur d'optimisation, ni technique, ni économique*. » Elle considère en effet que l'adaptation des réseaux au développement des énergies renouvelables a un coût élevé, estimé à 5,5 milliards d'euros par les gestionnaires de réseaux (RTE et ERDF), coût dont il faut cependant relativiser l'importance en prenant en compte les investissements réguliers qu'il est nécessaire de consentir pour l'entretien et la modernisation du réseau.

Dans ce contexte, il serait souhaitable de s'appuyer davantage sur les syndicats d'énergie, c'est-à-dire sur les services publics locaux de distribution d'électricité et de gaz, pilotés par les collectivités territoriales. De la même manière qu'ils ont permis l'électrification des territoires, grâce à un fonds dédié, le FACÉ (Fonds d'amortissement des charges d'électrification), les syndicats

d'énergie pourraient être l'instrument des politiques énergétiques territoriales, par exemple en finançant l'implantation de bornes de recharge pour véhicules électriques ou des travaux de rénovation énergétique. La loi de finances rectificative pour 2013 a marqué une première avancée en ce sens : son article 45 a en effet transféré aux autorités organisatrices de distribution de l'électricité (AODE) – syndicat intercommunal ou fédération départementale – la perception de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE). Dans un communiqué du 5 février 2014, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) souligne la pertinence de lier « *la perception de la TCCFE* [...] *à l'exercice de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE)* ». Utilisée par les syndicats d'électricité, la TCCFE irait aussi à des actions liées à la transition énergétique : « *un grand syndicat d'énergie contribue au maintien de l'indispensable solidarité territoriale, grâce à ses investissements et aux services que sa taille départementale lui permet d'assurer entre des zones à faible et à forte densités de population* ».

B. MAXIMISER L'EFFET DE LEVIER DES INVESTISSEMENTS PUBLICS

Les investissements publics ne seront pas suffisants pour réaliser la transition énergétique. Leur pertinence doit être évaluée à l'aune de la mobilisation des capitaux privés qu'ils suscitent.

1. Évaluer les coûts présents et futurs de la transition énergétique

L'évaluation du coût d'ensemble de la mise en œuvre du paquet énergie-climat par les pouvoirs publics est malaisée. Elle se heurte à la multiplicité des dispositifs qui concourent plus ou moins directement à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre (GES), dont la nature est diverse (fiscaux, réglementaires, financiers) et dont beaucoup n'ont d'ailleurs pas été évalués. Isoler la part des investissements directement imputable à la réduction des GES est une gageure. C'est le cas, par exemple, dans le secteur des transports : quelle part du développement de nouvelles lignes à grande vitesse retenir au titre de la réduction des émissions de GES ? En relevant ces difficultés, la Cour des comptes souligne aussi les faiblesses du « document de politique transversale » (DPT) censé retracer l'ensemble des crédits consacrés à la lutte contre le changement climatique, annexé au projet de loi de finances annuelle. Selon celui de 2013, les dépenses de l'État attribuées à la politique de lutte contre le changement climatique s'élèvent à 5,1 milliards d'euros. Mais les montants indiqués par les DPT évoluent considérablement d'une année à l'autre selon les modes de calcul retenus. (1) L'évaluation des crédits proposée est donc « *très incertaine et fragile* », selon la Cour.

(1) Voir le tableau n° 19 dans le rapport de la Cour des comptes, tome 1, page 115.

RÉCAPITULATION DES COÛTS SECTORIELS

(en millions d'euros)

Fonds Chaleur	628,0	1,4 milliard d'euros supplémentaire serait nécessaire d'ici 2020
Éco-PTZ	571,0	Coûts générationnels 2009-2012
CIDD	1 130,0	2012 (650 millions d'euros en 2013)
Éco-PLS	127,0	1ère et 2e générations (2009-2012)
Habiter mieux	1 350,0	Dont 0,5 milliard d'euros État
Réhabilitation énergétique	320,0	Dont 90 millions d'euros DOM (2009-2012)
Total Habitat		**4 126**
Exonérations TICE biocarburants	3 400	2005-2013
Déficit bonus-malus	1 450	2008-2011
Total Transports		**4 850**
Prêts verts Oséo	500	Dotation des investissements d'avenir
Prêts éco énergie	33	Dotation
Utilisation rationnelle de l'énergie (Ademe)	0,5	Annuel
Total Industries		**533,5**
Fonctionnement du SCEQE	0,6	Annuel
Fraude à la TVA	1 600	Plus de fraude depuis la mise en place de l'auto-liquidation en 2010
Réserve Nouveaux Entrants	207	Taxe exceptionnelle en 2012 (112 millions d'euros)
Total SCEQE		**1807,6**
Dépenses de soutien aux EnR	19 400	2005-2013, s'y ajoute une prévision de 44,0 milliards d'euros supplémentaires d'ici 2020 (dont 35,6 milliards de CSPE)
Intégration au réseau	5 500	Estimation RTE et ERDF à horizon 2020
Total EnR		**24 900**

Source : d'après la Cour des comptes, rapport tome 1, page 113.

La Cour des comptes privilégie finalement les résultats du groupe de travail 4 du Conseil national du débat sur la transition énergétique, qui a estimé à 37 milliards d'euros l'ensemble des investissements annuels réalisés en faveur de la transition énergétique par l'État mais aussi les opérateurs publics ou encore les consommateurs. Ces chiffres sont, de l'aveu même du CNDTE, à considérer avec la plus grande prudence. (1)

Sur ces 37 milliards annuels, 53,3 % seraient financés par la puissance publique, chiffre de toute façon sous-estimé puisqu'il ne comprend pas les dépenses des collectivités territoriales. Le tableau ci-dessous indique le détail sectoriel des incitations de l'État selon le CNDTE.

(1) À cet égard, voir le rapport de la Cour des comptes, tome 2, à partir de la page 396.

RÉPARTITION DES INCITATIONS DE L'ÉTAT PAR SECTEUR EN 2012

(en milliards d'euros)

Secteur	Incitations
Agriculture	0,04
Bâtiment (TVA réduite, CIDD, éco-PTZ…)	7,36
Industrie manufacturière	0,14
Précarité (tarifs)	0,35
Production de biocarburants (défiscalisation, TIPCE)	0,30
Production de chaleur (fonds chaleur)	0,26
Production d'électricité renouvelable (CSPE, appels d'offre)	2,20
Production d'électricité hors renouvelables (tarifs)	4,00
Transport d'énergie, électricité et gaz (tarifs)	5,14
Total	**19,80**

Source : groupe 4 du CNDTE, cité par la Cour des comptes.

Les incertitudes sont encore plus grandes s'agissant des coûts futurs des différents scénarios proposés par le CNDTE pour atteindre les objectifs de réduction des GES fixés à horizon 2020 ou 2050. La Cour estime qu'un accroissement des investissements compris entre 11 et 40 milliards d'euros par an serait nécessaire, soit entre 0,5 et 2 points de PIB d'investissement supplémentaire jusqu'en 2050.

LES QUATRE SCÉNARIOS PROPOSÉS PAR LE CNDTE

Trajectoire	**DEC : Demande forte et décarbonation par l'électricité**	**DIV : Demande moyenne et diversité des vecteurs**	**EFF : Efficacité énergétique et diversification des vecteurs**	**SOB : Sobriété énergétique et sortie du nucléaire**	**Actuel 2010**
Scénario exploré par :	Négatep, RTE, Ancre, UFE	Ancre, RTE, DGEC	Ademe, GRDF, Ancre, Cired (ENCILOCARBrenf)	Négawatt, Greenpeace, WWF, Global Chance	
Consommation d'énergie primaire 2050 (Mtep)	260	189	108	84	265
Part de l'énergie nucléaire en 2050 (%)	70	50	25	0	84
Durée de vie des centrales nucléaires (ans)	3 hypothèses : 40 ans pour toutes les trajectoires 55 ans pour DEC, 45 ans pour DIV, 40 ans pour EFF et SOB 55 ans pour toutes les trajectoires				
CO_2 énergie 2050 (Gt)	102	115	61	25	391
Production d'électricité 2050 (TWh)	886	596	399	431	541

Source : Cour des comptes.

Après avoir souligné l'importance considérable des investissements requis, « *un mur d'investissement* », la Cour s'alarme de la faiblesse des travaux de prospective et des outils de modélisation. De très fortes incertitudes demeurent sur le coût des différentes voies de la transition énergétique.

2. Mobiliser les capitaux privés

Compte tenu de l'ampleur des investissements à consentir, la transition énergétique représente un changement de société. Il ne s'agit pas uniquement de réorienter les dépenses publiques mais de leur donner un effet de levier maximal. C'est pourquoi une équipe composée d'experts de la direction générale du Trésor et du Commissariat général du développement durable s'est vue confier la rédaction d'un livre blanc sur le financement de la transition énergétique. Le document reconnaît que « *la transition écologique suppose des investissements importants pour les quarante années à venir, et qui seront d'autant plus coûteux qu'ils seront différés.* » Il ajoute que « *les États n'ont ni la vocation ni la capacité, à eux seuls, d'assurer financièrement la transition écologique. Il s'agit donc avant tout d'orienter les choix d'investissement, de consommation et d'épargne des acteurs économiques (ménages et entreprises) dans un sens favorable.* » La réunion d'une conférence bancaire et financière, prévue avant la fin du premier semestre 2014, devra être l'occasion d'associer étroitement le secteur bancaire et financier à cette mobilisation.

M. Pierre Ducret, référent du directeur général de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans le domaine de la transition écologique et climatique, s'est montré plutôt optimiste lors de son audition par les rapporteurs. Les investissements requis lui paraissent tout à fait atteignables. Il a tenu à rappeler que l'effort de guerre aux États-Unis avait représenté jusqu'à 35 % du PIB pendant la Seconde guerre mondiale. En s'inspirant de la méthode allemande qui distingue les investissements spécifiques au climat des investissements relatifs au climat, la CDC évalue le montant des investissements directement réducteurs des émissions de gaz à effet de serre (GES) entre 23 et 27 milliards d'euros, sur les 37 milliards annuels dépensés aujourd'hui. Environ trois cinquièmes de ces investissements proviendraient de capitaux privés. Les 10 milliards supplémentaires proviendront de la réorientation d'investissements déjà réalisés. L'enjeu réside dans le basculement des flux d'investissements actuels vers les besoins de la transition. Pour y parvenir, il est n'est nullement besoin d'augmenter significativement le niveau actuel de subventions, selon M. Ducret. Il faut mobiliser les capitaux privés. Hors acquisition, les dépenses des ménages dans leur logement représenteraient déjà 45 milliards d'euros par an aujourd'hui. Le besoin d'investissement des particuliers pour la rénovation thermique de leur logement serait de l'ordre de 7,5 milliards. L'enjeu est donc d'inciter les ménages, par les signaux adéquats, à donner la priorité à la rénovation thermique. Il est possible d'orienter très fortement les comportements en donnant des signaux à long terme, des signaux qui ne coûtent rien aux finances publiques. Aujourd'hui, cet appareil de signaux est encore insuffisamment lisible, ordonné et clair. Le sujet

est moins technique que politique, selon M. Ducret. Si le niveau de la contrainte fait l'objet d'un consensus large, il y aura un effet signal évident. C'est une condition, certes non suffisante, mais absolument nécessaire, selon M. Ducret, rejoint en cela par M. Xavier Bonnet, chef du service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable au Commissariat général au développement durable et M. Robin Edme, conseiller Finance responsable, rapporteurs du Livre blanc sur le financement de la transition écologique.

Il conviendrait de réfléchir également aux niveaux de rentabilité acceptables pour les investisseurs privés et au complément qui peut leur être apporté par la puissance publique. Les Britanniques ont mis en place une plateforme entre certains fonds de pension et le Trésor britannique qui a le mérite de créer un espace de dialogue pour faire converger les approches des acteurs économiques.

3. Concevoir des modes de financements innovants

Des modes de financement innovants sont à l'étude, comme les financements participatifs (*crowdfunding*). La Caisse des dépôts et des consignations envisage d'apporter son expertise aux plateformes de *crowdfunding*, autrement dit, son « capital confiance ». Cela leur permettrait de réduire les coûts de conformité de ces plates-formes et d'attirer d'autres investisseurs que les particuliers.

Le développement des obligations vertes ou *green bonds* devrait être accéléré, selon M. Ducret. Les effets de substitution sont potentiellement très importants. Si les épargnants et les gérants de l'épargne demandent de la dette « verte », les investissements suivront. Il faut donc faire en sorte que ce soient des investissements attrayants pour les gestionnaires d'épargne, avec de bons équilibres rentabilité – risque. Pour M. Ducret, il s'agit là d'un levier colossal et peu coûteux pour orienter les capitaux. En dépit des problèmes de régulation et des problèmes comptables, qui dépassent le cadre national, c'est une cible pertinente. Les garanties sont un autre levier puissant et incontournable. MM. Bonnet et Edme, rapporteurs du livre blanc sur le financement de la transition énergétique, invitent aussi à étudier d'autres mécanismes peu connus en France, comme les *social impact bonds*, qui consistent à externaliser une problématique à un opérateur privé, financé collectivement de façon conditionnée. Aux États-Unis, ces « obligations sociales » ont été utilisées pour financer des programmes de lutte contre la délinquance.

En revanche, les mécanismes de tiers financement semblent difficiles à mettre en place pour les particuliers, surtout pour les ménages les plus modestes. Selon M. Ducret, l'amortissement et la rentabilité de la rénovation thermique par les économies d'énergie des particuliers est plus long que pour les entreprises (20 ans contre 7-8 ans). Le Royaume Uni en a fait l'amère expérience avec la *Green Investment Bank*. Dans ce système, le financement de la rénovation

énergétique est attaché au logement lui-même et non plus à son propriétaire. Un tiers, par exemple une société de service du secteur privé, finance l'investissement initial permettant la rénovation. La rentabilité de l'investissement provient des économies d'énergie réalisées. Mais les gains se sont avérés très limités. Lorsqu'ils sortent de la précarité énergétique, les ménages privilégient le confort en augmentant la température de leur logement d'un ou deux degrés (« effet rebond »), ce qui limite les économies d'énergie et donc la rentabilité de l'investissement. M. Pierre Ducret mais aussi MM. Bonnet et Edme préconisent donc de sanctuariser le budget de l'Agence nationale de l'habitat (Anah), opérateur du programme Habiter mieux. Les ressources de l'agence étant composées du produit de la vente des quotas de carbone – qui a dramatiquement chuté –, un complément sera vraisemblablement nécessaire.

Enfin, une évolution du rôle de la Banque publique d'investissement (BPI) a été proposée par M. Stéphane Pasquier, directeur de Natixis Energéco, sur le modèle de la *Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)* allemande. La BPI intervient aujourd'hui soit directement dans le capital des projets, soit en accompagnement de prêteurs séniors tandis que la KfW apporte aux banques allemandes de la dette de long terme à des taux réduits (jusqu'à 1 %), ce refinancement avantageux leur permettant à leur tour de proposer des financements à long terme à des taux réduits, particulièrement intéressants pour le financement des énergies renouvelables.

C. ADAPTER LE SYSTÈME PRODUCTIF À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Comme le rappelle la Cour des comptes, « *l'investissement dans la transition ne saurait en lui-même passer pour un substitut de politique industrielle. Celle-ci demeure indispensable.* » [(1)] La transition énergétique constitue à la fois un défi et une opportunité pour les entreprises françaises. Adapter le système productif est un enjeu de compétitivité. Si des mesures protectrices peuvent être prises à l'égard des secteurs les plus exposés, il est surtout indispensable de donner des signaux lisibles et clairs à long terme et de lever les freins aux investissements de long terme que nécessite la transition énergétique.

1. Veiller au maintien des activités sur le sol européen

Comme l'a relevé la Cour des comptes à propos du système communautaire d'échange de quotas de carbone (SCEQE), le déploiement pourtant très progressif d'un marché du carbone n'a pas incité à la réalisation d'études en nombre suffisant sur la sensibilité des secteurs et des territoires à la concurrence résultant des limites géographiques du SCEQE (ou « fuites carbone »). Les effets de l'augmentation du prix du carbone sur la compétitivité sont donc encore peu connus. Tout au plus, une étude commandée par le

(1) Rapport de la Cour des comptes, tome 1, page 15.

Cembureau, la fédération européenne du ciment, suggère-t-elle que ces effets ne sont pas uniformes. Les industries produisant des biens aisément substituables et localisées dans des territoires ouverts sur le reste du monde subiront davantage la concurrence des pays qui n'ont pas adopté de système de quotas. Cette concurrence sera en revanche marginale dans certains territoires ou pour certaines industries dont la production n'est pas délocalisable. La réalisation d'un diagnostic précis et fiable est dans l'intérêt des secteurs les plus exposés ; il permettra de mieux accompagner ces secteurs en concentrant les dépenses publiques.

Les industriels entendus au cours des tables rondes ont demandé l'adoption d'un principe d'iso-fiscalité, tel qu'observé en Allemagne. Afin de préserver la compétitivité, le produit des taxes énergétiques devrait être reversé aux entreprises suivant des critères sociaux et environnementaux, pour préserver leur compétitivité. La nouvelle coalition allemande a récemment remis en cause cette pratique en réduisant les subventions versées aux entreprises. Il reste qu'une réforme cohérente de la fiscalité énergétique est indispensable en France et qu'elle pourrait être rendue plus acceptable voire plus efficace par l'adoption de mécanismes redistributifs conditionnés.

À plus long terme, il sera nécessaire de convaincre une majorité de pays dans le monde de la nécessité d'adopter des mécanismes contraignants à l'instar du SCEQE. Aujourd'hui, des expérimentations sont conduites aux États-Unis, en Chine, en Australie, tandis que d'autres pays annoncent s'engager sur cette voie comme le Québec, le Vietnam ou le Cambodge. La conférence Paris Climat 2015 devra marquer une étape décisive dans la négociation du futur accord international pour l'après-2020. Faute d'un accord de la part d'un nombre critique de parties, la France devra continuer à défendre le principe d'un « mécanisme d'inclusion carbone » aux frontières de l'Union européenne, limité à certains secteurs fortement exposés comme le ciment, par exemple.

2. Accompagner les entreprises dans la transition énergétique

Selon M. Pierre Ducret, référent du directeur général de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans le domaine de la transition écologique et climatique, les investissements en matière d'efficacité énergétique des sites industriels français peuvent être limités pour trois raisons principales. Premièrement, les procédés d'efficacité énergétique ne constituent pas nécessairement le cœur de métier de ces sites industriels et la mise en œuvre de tels projets peut leur paraître complexe. Deuxièmement, les investissements effectués par les industries sont généralement rentables au bout de trois ans maximum. Or, les investissements en matière d'efficacité énergétique ne sont rentables qu'au bout de six à huit ans. De tels délais ne les font pas passer en priorité lors des décisions effectuées par les industriels. Enfin, les entreprises sont contraintes par des plafonds d'endettement qui limitent leurs investissements et les rend plus réticentes à effectuer des investissements ambitieux en matière de transition énergétique.

À la suite du durcissement des règles prudentielles, les banques sont moins enclines à financer des projets de long terme, plus consommateurs de fonds propres. Sur les 800 millions d'euros de flux d'investissement que la banque publique d'investissement (BPI) consacre aux entreprises dans le cadre de la transition énergétique, la moitié est consacrée aux énergies renouvelables et l'autre aux entreprises chargées de la gestion du cycle de vie des ressources naturelles ou à l'optimisation de leur consommation. La réduction de la dépendance aux hydrocarbures est un enjeu de compétitivité identifié par la BPI, qui considère qu'elle fait partie de ses missions. Elle propose désormais un nouveau prêt « vert » bonifié ; 360 millions d'euros y seront consacrés pour 2014-2016. Elle devrait aussi proposer aux réseaux bancaires de distribuer entre 3 000 et 4 000 prêts éco-énergie par réseau bancaire et par an, sur trois ans. Elle propose aussi d'introduire un axe efficacité énergétique dans les investissements BPI France et le recours à des « lettres de progrès » échangées chaque année avec les chefs d'entreprises.

Les représentants du secteur du bâtiment ont également demandé le maintien du dispositif de formation aux économies d'énergie (Feebat) copiloté par les pouvoirs publics et les fédérations professionnelles. Les collectivités publiques peuvent également favoriser l'approfondissement des logiques de filières en élaborant leurs appels d'offres de façon à ce qu'ils soient accessibles pour les petites entreprises ou des consortiums. Elles peuvent également favoriser l'organisation des artisans dans une région pour des interventions coordonnées, comme l'a fait la communauté de communes Biovallée avec le programme DORéMI, cité dans le palmarès 2013 des initiatives locales pour la rénovation énergétique (*cf. infra* deuxième partie, III.).

3. Poursuivre l'effort de recherche pour lever les verrous technologiques

La recherche n'est pas le moindre des investissements à consentir. Tous les scénarios de la transition énergétique reposent sur des paris technologiques ambitieux. Pour séduisantes qu'elles soient, les solutions technologiques régulièrement évoquées dans le débat public (les biocarburants, le biogaz, l'hydrogène pour le stockage de l'énergie) sont balbutiantes. Plusieurs d'entre elles sont même confrontées à des impasses technologiques en l'état actuel des connaissances. C'est dire l'importance de la recherche dans ces domaines où règnent de grandes incertitudes. Selon la Cour des comptes, le stockage de l'énergie issue de sources renouvelables intermittentes est la clé de la massification de ces énergies propres. Ce doit être une priorité.

Là encore, la BPI a la mission de soutenir les éco-entreprises innovantes et les développeurs. Elle soutient 11 000 entreprises directement productrices de technologies ou de services liés à la transition énergétique. Des encours de l'ordre de 350 millions d'euros d'investissement correspondent à des développeurs régionaux, à des fonds partenaires (tels que les fonds Démeter) ou encore à des actions de capital risque. Par exemple, le Fonds Écotechnologies est géré par la BPI et doté de 150 millions d'euros dans le cadre de la mise en œuvre des actions du programme d'investissements d'avenir confiées à l'Ademe.

DEUXIÈME PARTIE : LES ENJEUX DES SECTEURS CLÉS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

I. LES TRANSPORTS : LA NÉCESSITÉ DE REDÉFINIR LES PRIORITÉS

Le secteur des transports a été négligé lors du lancement du débat sur la transition énergétique, comme en témoigne l'absence de groupe de travail dédié à ce sujet. Ce secteur est pourtant fortement émetteur de CO_2, et est, à ce titre, susceptible de contribuer utilement à la réalisation des objectifs du paquet énergie-climat. C'est la raison pour laquelle les rapporteurs ont organisé une table ronde afin d'entendre experts et professionnels sur la question suivante : « Comment renforcer la contribution du secteur des transports à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? ». Les personnes invitées à cette table ronde ont souligné la nécessité de redéfinir les priorités et de renforcer les actions autour de trois axes stratégiques.

A. UN SECTEUR STRATÉGIQUE SOUMIS À UNE FORTE DEMANDE DE MOBILITÉ

La France s'est donné des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de CO_2, puisqu'elle s'est fixé un objectif de diminution de 20 % des émissions de CO_2 d'ici 2020 par rapport à 2005, allant au-delà de l'objectif de 14 % fixé par la décision 406/2009 du 23 avril 2009 dite « partage de l'effort ». Selon toute vraisemblance, les objectifs ne seront pas atteints. Cour des comptes et professionnels du secteur s'accordent sur la nécessité de cibler en priorité le secteur routier, tout en tenant compte de la demande de mobilité afin de ne pas compromettre l'acceptabilité sociale des dispositifs engagés.

1. Une priorité : cibler le secteur routier, principal émetteur de gaz à effet de serre

Les transports constituent en France le premier poste d'émissions de gaz à effet de serre. En 2011, ce secteur a émis 138 Mteq de CO_2, soit 27,9 % des émissions nationales.

Compte tenu du caractère stratégique de ce secteur dans la mise en œuvre du paquet énergie-climat, la Cour des comptes a réalisé un bilan circonstancié, et très critique, des politiques menées en vue d'atteindre les objectifs fixés. La Cour déplore en effet l'absence de réflexion globale qui conduit à la mise en œuvre d'une politique parcellaire, donnant « *l'impression d'un catalogue de mesures* ». Elle juge aussi la plupart des mesures mises en place peu efficaces, bien que très

onéreuses. Une étude de la DGEC, qui évalue l'impact des mesures prises, estime à seulement 9 % les émissions de CO_2 évitées dans ce secteur [(1)].

Surtout, la Cour des comptes considère l'enjeu de la contribution du secteur des transports à la réduction des émissions de CO_2 insuffisamment pris en considération. C'est la raison pour laquelle elle préconise d'« *accroître les moyens de la politique d'efficacité énergétique dans les transports, où l'effort principal doit porter sur la route* ».

La grande majorité des professionnels auditionnés ont partagé tant le constat que l'ordre de priorité formulé par la Cour. S'ils ont regretté que l'approche du paquet énergie-climat, qui ne concerne que les émissions de CO_2 et non la qualité de l'air dans son ensemble, n'ait pas été davantage critiquée, ils se sont montrés en accord avec l'idée de faire des transports une cible prioritaire pour atteindre les objectifs fixés, et dans ce but d'accentuer les efforts sur la route. La priorité donnée à la route s'explique par des statistiques éloquentes relatives à la répartition des émissions en fonction du mode de transport : la route est en effet de très loin le plus grand émetteur, avec 94,8 % des émissions, devant le transport aérien domestique (3,6 %), le transport fluvial et maritime domestique (1,1 %) et le transport ferré ou par oléoduc (0,5 %).

Le Comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA) a cependant fait part de son désaccord sur certains des constats réalisés. Il a par exemple relativisé la position première du secteur des transports dans les émissions de CO_2 du fait du caractère décarboné de l'énergie en France. Dans un mix énergétique moins décarboné comme celui de l'Allemagne, le secteur des transports n'est que le second poste émetteur, tout en étant plus émetteur qu'en France. Le CCFA a aussi insisté pour que les émissions totales des transports routiers soient mises en relation avec la croissance démographique, afin de ne pas masquer les progrès significatifs réalisés en termes de performance intrinsèque des véhicules, et ce en dépit de leur alourdissement lié à une réglementation plus stricte en la matière pour des raisons de sécurité. Il a tenu à attirer l'attention des rapporteurs sur l'importance de ne pas faire peser des obligations excessives sur le secteur des transports, qui tient par ailleurs un rôle primordial dans l'économie française. Ce dernier argument n'est pas sans mettre en évidence l'une des contraintes de traitement du secteur : la nécessité de tenir compte des besoins de mobilité.

2. Une contrainte : tenir compte des besoins de mobilité

Cour des comptes et professionnels auditionnés ont identifié une même difficulté dans la définition des politiques destinées à accentuer les efforts du secteur des transports : la nécessaire prise en compte des besoins de mobilité. Comme l'a rappelé M. Kovarik, représentant la direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM), le code des transports pose la nécessité de concilier la protection de l'environnement et de la santé avec les

(1) soit 12 Mteq CO_2 évités sur un total de 138 Mteq CO_2.

besoins en matière de mobilité [1]. Dans le même ordre d'idées, le Livre blanc sur les transports de la Commission européenne précise que *« freiner la mobilité n'est pas une option »* [2]. La Cour des comptes a également insisté sur l'acceptabilité des mesures comme condition de leur efficacité, et a expliqué que dans le cas des transports, cette acceptabilité sociale est elle-même fonction de l'impact des mesures sur la demande de mobilité.

Le sujet est de première importance puisque, une fois prise la décision d'accroître les efforts du secteur routier, il sera inévitable de s'intéresser aux déplacements individuels sur route qui sont responsables de 58 % des émissions des transports routiers. Dans une approche sociologique développée dans l'annexe IV de son rapport, la Cour des comptes propose en conséquence une classification des leviers mobilisables selon qu'ils modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité. Cette grille de lecture permet de comprendre la difficulté de mise en œuvre d'un certain nombre de mesures pesant sur la demande de mobilité. En effet, la plupart des mesures qui ne modifient qu'à la marge le service à la mobilité reposent essentiellement sur le progrès technique et l'amélioration des performances énergétiques des véhicules, et ont déjà été engagées. Parmi les pistes qui modifient moyennement le service à la mobilité, la Cour mentionne notamment l'introduction de nouveaux véhicules adaptés à certains contextes (véhicules petits et légers pour les trajets courts, poids lourds de grande capacité sur autoroute) et l'exploitation optimale des réseaux, pistes qui ne sont pas véritablement soutenues et mériteraient d'être explorées. Surtout, la Cour relève qu'un travail doit encore être mené sur le transfert modal, qui modifie de façon importante le service à la mobilité : les temps de parcours peuvent être plus longs, et les infrastructures qui permettent de passer d'un mode de transport à l'autre sont insuffisantes. L'appréhension de cette problématique de la demande de mobilité doit permettre une meilleure adéquation de l'offre à la demande lors de la définition des politiques qui visent à réduire l'usage d'un véhicule automobile individuel. Sur ce point, les personnes auditionnées ont pu rappeler que l'abandon de la voiture individuelle n'était pas envisageable partout. Si les centres villes sont aujourd'hui bien équipés en transports collectifs, tel n'est pas le cas des zones moins denses du territoire où il n'existe que peu d'alternatives à la propriété d'une voiture individuelle, sans que le besoin de mobilité soit moindre pour autant.

Selon cette même logique, les auditions ont souligné l'intérêt de mener une réflexion sur l'origine même de la demande de mobilité, c'est-à-dire sur les modes de vie et de travail. L'urbanisme constitue par exemple un levier important pour minimiser les déplacements domicile-travail, par une proximité accrue des

---

(1) L'article L. 1214-2 du code des transports dispose notamment : « Le plan de déplacements urbains vise à assurer :

1° L'équilibre durable entre les besoins en matière de mobilité et de facilités d'accès, d'une part, et la protection de l'environnement et de la santé, d'autre part ;

2° Le renforcement de la cohésion sociale et urbaine, notamment l'amélioration de l'accès aux réseaux de transports publics des personnes handicapées ou dont la mobilité est réduite. *»*

(2) Livre blanc sur les transports du 28.3.2011, point 18.

zones de travail et d'habitation. Dans cette perspective, le télétravail, l'adaptation de l'offre à la demande par la définition d'horaires de travail alternatifs, la création de lieux mutualisés de travail à proximité des domiciles sont autant de possibilités pour décongestionner les routes et réduire les émissions. Dans une perspective de long terme, cette réflexion sur la restructuration des modes de vie, du rapport au travail et à l'habitat, semble nécessaire pour parvenir à réduire significativement les émissions liées aux transports.

Les échanges entre les parties prenantes comme le rapport de la Cour des comptes ont mis en évidence le caractère pléthorique des mesures envisageables. La complexité du secteur des transports, la multiplicité des besoins et des modes de mobilité conduisent à ce que ce secteur ne puisse faire l'objet d'une réponse unique. Pour autant, au terme des débats, il est possible de dégager trois axes stratégiques autour desquels les mesures pourraient être articulées pour améliorer la contribution des transports à la diminution des émissions polluantes.

B. DES PRÉCONISATIONS ARTICULÉES AUTOUR DE TROIS AXES STRATÉGIQUES

Les trois axes autour desquels gravitent la plupart des mesures envisagées par la Cour des comptes et les professionnels auditionnés consistent à agir en faveur de l'efficacité énergétique des véhicules, à penser le report modal de façon à adapter l'offre à la demande de transport et à optimiser l'usage de la route.

1. Poursuivre les efforts en faveur de l'efficacité énergétique des véhicules

Cour des comptes et professionnels du secteur des transports partagent l'idée selon laquelle la poursuite des efforts en faveur de l'efficacité énergétique des véhicules constitue un enjeu important pour atteindre l'objectif de réduction des émissions moyennes de CO_2 du parc automobile de 176g CO_2/km à 130g CO_2/km en 2020 [(1)], fixé par la loi Grenelle I du 3 août 2009.

Dans son rapport, la Cour des comptes a pu relever qu'une série de mesures vise à encourager le renouvellement du parc vers des véhicules plus performants, donc moins émetteurs. L'étiquetage CO_2 obligatoire pour les véhicules particuliers, le plan de développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, la modulation de la taxe annuelle sur les véhicules de société, ou encore le bonus-malus automobile relèvent de cette approche. La Cour des comptes ne conteste pas l'efficacité de ces mesures. Au contraire, elle constate que la moyenne des émissions de CO_2 des véhicules neufs en France a connu une baisse significative entre 2007 et 2011, tant en raison des progrès techniques réalisés par les constructeurs que de l'efficacité de certaines mesures.

(1) Cet objectif est porté à 120gCO2/km pour le parc neuf.

Si la Cour des comptes et les professionnels constatent de façon unanime les progrès réalisés et le succès de certains des dispositifs mis en œuvre, quelques nuances ont tout de même été exprimées.

D'abord, s'agissant des mesures visant à orienter la consommation vers des modèles moins polluants, le bonus-malus automobile a fait l'objet d'un constat d'efficacité commun de la part de la Cour des comptes et des professionnels. Ce dispositif est bien parvenu à orienter la consommation vers des véhicules faiblement émetteurs de CO_2, et le CCFA considère qu'il a en outre permis un retour sur investissements des constructeurs dans les gammes de véhicules vertueux en compensant les surcoûts de recherche et développement. La Cour des comptes a néanmoins soulevé une réserve importante tenant au coût du bonus-malus, largement déficitaire (1,45 milliard d'euros en quatre ans), et préconisé un rééquilibrage financier. Si celui-ci devait advenir, M. Dominique Auverlot, membre du commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP), a proposé de modifier le bonus-malus afin qu'il permette également de favoriser la vente de petits véhicules.

Le débat a été plus contrasté sur la question de la fixation de normes d'efficacité énergétique aux poids-lourds, actuellement inexistantes. Le CCFA et l'Institut français du pétrole – énergies nouvelles (IFP-EN) ont ainsi fait valoir la difficulté d'établir de telles normes qui, en outre, seraient inutiles dans la mesure où les transporteurs sont davantage sensibles à la contrainte économique, c'est-à-dire à la diminution de la consommation par l'utilisation de véhicules moins polluants. Cette dernière remarque n'a pas emporté l'adhésion des autres participants, M. Auverlot opposant le caractère tout à fait réalisable de la fixation d'une norme fondée sur une comparaison des émissions de gaz à effet de serre selon la capacité des différents véhicules.

Les parties prenantes ont également réagi sur les solutions possibles en vue de décarboner l'énergie utilisée, par l'usage des biocarburants et de la voiture électrique. Il s'agit là d'un objectif juridiquement formulé par la directive 2009/28/CE qui fixe à la France un objectif d'incorporation d'une proportion de 10 % d'énergie renouvelable dans la consommation totale des transports à horizon 2020.

La France a concentré son action sur un plan national destiné à porter la part de biocarburants dans les carburants traditionnels à 7 % en 2010, dans la mesure où les techniques telles que le véhicule électrique ou la pile à combustion ne semblaient pas en mesure, à court terme, d'aider à la réalisation des objectifs. À cette fin, deux outils fiscaux ont été mobilisés : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), dispositif incitatif payé par les opérateurs pétroliers qui n'atteignent pas l'objectif d'incorporation, et l'exonération partielle de taxe intérieure sur la consommation (TIC) pour les biocarburants, permettant aux producteurs d'amortir leurs installations. La Cour des comptes en a fait une évaluation contrastée, développée dans un rapport public thématique publié en

janvier 2012 [(1)]. Elle a notamment relevé les incertitudes tenant au bénéfice environnemental des biocarburants de première génération. Une évaluation réalisée par l'Ademe fondée sur l'analyse du cycle de vie laisse apparaître des résultats peu engageants, en raison de la compétition qui existe entre la production de biocarburants et de nourriture, des problèmes liés aux changements d'affectation des sols, et de l'énergie nécessaire à la production. Dans son rapport thématique, la Cour recommande de redéfinir les cibles d'incorporation afin de les adapter aux contraintes techniques de distribution et des motoristes, et d'accélérer la réduction de l'exonération de TIC.

Les personnes auditionnées par les rapporteurs ont formulé un avis plus positif sur les biocarburants, mettant en valeur les progrès rapides des biocarburants de seconde génération qui seraient désormais proches de la rentabilité. L'IFP-EN a abondé en ce sens, et a souligné les efforts réalisés par les industriels en ce domaine, mentionnant les projets « Futurol » et BioTfueL qui visent à développer des chaines de biocarburants de seconde génération.

Une autre solution possible pour décarboner l'énergie repose sur le déploiement de la voiture électrique. Les constats sont ici inversés. Si la Cour des comptes envisage le déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables comme une opportunité économique et environnementale pour la France, les professionnels auditionnés se sont montrés moins optimistes. Mais les divergences concernent surtout le calendrier envisageable de déploiement de cette technique. En effet, les professionnels ont émis des doutes quant à la possibilité de déployer le véhicule électrique en zone urbaine à court terme, en raison des difficultés techniques tenant au manque de fiabilité, de performance et de longévité des batteries. Dans la mesure où cette solution n'est pas avantageuse financièrement, M. Auverlot a jugé peu réaliste l'idée d'exclure les hydrocarbures des centres villes au profit des voitures électriques à court terme. Cette exclusion lui semble davantage envisageable à horizon 2025 ou 2030 au profit des voitures hybrides. Le Gart a également émis des réserves quant au développement massif de la voiture électrique dont le rendement lui paraît faible, et dont le développement aurait de surcroît des conséquences importantes sur les réseaux électriques qu'il conviendrait de renforcer. La Cour a elle-même reconnu l'existence de freins au déploiement de cette technologie, mais considère que la volonté de les lever impose de prendre ce sujet en considération dès à présent.

Si les professionnels se sont montrés prudents sur le cas de la voiture électrique, ils ont fait part d'un optimisme plus certain s'agissant des moteurs thermiques, des véhicules thermiques, des véhicules hybrides rechargeables, ou de l'amélioration des pneumatiques en vue de diminuer les frottements. Ces différentes technologies promettent selon eux d'importants gains d'efficacité énergétique, et méritent pour cette raison un investissement de recherche et développement accru.

---

(1) Cour des comptes, rapport public thématique, La politique d'aide aux biocarburants*, janvier 2012.*

2. Penser le report modal de façon à adapter l'offre à la demande de transport

Le report modal constitue une réponse envisagée favorablement tant par les professionnels que la Cour des comptes pour limiter l'ampleur des déplacements individuels sur route. Si ce principe fait l'objet d'un consensus, des divergences se sont fait jour sur la façon de le réaliser.

Ainsi, la Cour des comptes a abordé ce sujet sous l'angle des investissements liés au ferroviaire dans la mesure où l'orientation des politiques vers le rail lui est apparue prédominante. Celle-ci fait en effet écho à l'objectif fixé par la loi du 3 août 2009 de réaliser 2 000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse (LGV). Dans le cadre d'une analyse du Schéma national des infrastructures de transports (Snit), prévu par la loi du 3 août 2009 pour définir les projets de développement, de modernisation et d'entretien des réseaux d'infrastructures, la Cour note que la majorité des projets retenus sont des projets ferroviaires. Or, la Cour oppose au Snit un « *constat d'inefficacité* » : une étude de la DGEC révèle que ce dispositif n'a permis d'éviter que 2 à 3 Mteq CO_2, portant le coût public de la tonne de CO_2 évitée à plus d'un millier d'euros. La Cour ne se montre pas plus indulgente au sujet des lignes à grande vitesse, dont la construction dégage un bilan carbone tel que la réduction des émissions ne débute qu'après douze années de fonctionnement des lignes. Dans ces conditions, la juridiction financière juge la politique française excessivement centrée sur le rail au détriment de la route, et ce en dépit de la bonne position du réseau français au regard de ses voisins [(1)]. La Cour en conclut que les pouvoirs publics devraient s'intéresser davantage aux transports collectifs routiers et ne pas tout miser sur les infrastructures ferroviaires.

Les professionnels interrogés ont tenu des propos moins orientés sur le ferroviaire, et, sans contredire le bilan de la Cour des comptes, ont davantage insisté sur la nécessité de penser le report modal en fonction des territoires et des demandes de mobilité. Ils ont, par cette recommandation, confirmé l'idée selon laquelle le ferroviaire ne peut, et ne doit, être envisagé partout. Ils se sont d'ailleurs montrés conscients des enjeux financiers en cause. Le Gart estime en effet qu'une augmentation de l'ordre de 10 % du report modal de la voiture vers les transports en commun nécessite une augmentation de l'ordre de 50 % de l'offre de transports publics. Dans ce cadre, le développement des transports collectifs, et *a fortiori* du rail, ne peut constituer une réponse unique. Par ailleurs, la voiture individuelle ne pouvant disparaître totalement, le Gart a souligné qu'il fallait tendre non pas à la supprimer, mais à réduire son usage à ses créneaux de pertinence.

Il convient donc d'adapter les dispositifs de report modal aux territoires : réserver le choix du ferroviaire sur les lignes faisant l'objet d'un taux de fréquentation élevé, et privilégier des solutions plus adaptées dans les zones rurales aux densités de population moindres. La Cour des comptes partage ce

---

(1) La France, première des 27 Etats de l'Union européenne s'agissant du nombre de km effectués en train par habitant et par an, n'est qu'à la 27ème place concernant les déplacements en autobus ou autocar.

constat lorsqu'elle préconise de développer les services de bus interurbains rapides, comprenant peu d'arrêts.

De façon générale, les professionnels ont appelé à la mise en place de mesures destinées à faciliter toutes les formes de report modal. Ainsi, la construction d'infrastructures adaptées telles que des garages à vélo est de nature à encourager le report d'un mode passif à un mode actif de transport. L'Ademe a d'ailleurs regretté que cette question des modes actifs de transport (marche, vélo) n'ait pas été davantage prise en considération par la Cour des comptes, dans la mesure où le renforcement des infrastructures serait de nature à les favoriser (le vélo électrique, qui a fait l'objet de progrès importants, pose par exemple une difficulté de stationnement une fois l'usager arrivé à destination). Les choix des voyageurs devraient également être facilités par une information délivrée en temps réel sur les difficultés de circulation, les temps de parcours etc. La création de pass de transports en commun identiques d'une ville à l'autre, de même que l'unification des tarifs entre les communes d'une même zone géographique sont également au nombre des mesures susceptibles d'encourager le choix du voyageur vers le report modal.

Une autre façon d'inciter au report modal, mais cette fois de façon négative, peut aussi consister à dissuader l'usager de la route par l'implantation de péages urbains aux abords des villes. Évoquée par la Cour des comptes, cette solution a été commentée par les professionnels entendus par les rapporteurs qui ont souligné les difficultés de la mettre en œuvre. La loi Grenelle II a pourtant introduit la possibilité de mise en place d'un péage urbain [(1)]. Mais, outre les retards pris dans l'adoption des décrets d'application, des considérations politiques président la plupart du temps à la réticence des maires de s'engager dans cette voie, face à une idée difficilement acceptée des électeurs. M. Auverlot a pourtant fait remarquer qu'en réalité, l'idée de péage urbain serait déjà implicitement en vigueur à travers les tarifs de stationnement. Pour soutenir le concept, le Gart a évoqué l'existence de modèles pertinents, à l'exemple du couplage de parkings de rabattement à des péages urbains, l'idée étant que les automobilistes faisant le choix de laisser leur voiture au péage soient subventionnés pour prendre les transports en commun, subventions financées par le paiement du péage par les automobilistes qui conservent leur voiture.

3. Optimiser l'usage de la route

Puisque le besoin de mobilité conduit à ce que l'abandon de la possession de la voiture individuelle ne soit pas envisageable à court terme, et ne le sera probablement jamais dans certaines zones du territoire, il importe de trouver des solutions qui rendent l'usage de la route compatible avec l'objectif de diminution des émissions de CO_2. Dans cette perspective, la Cour des comptes et les

(1) L'article 65 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « loi Grenelle II » fixe les conditions d'expérimentation du « péage urbain », possible dans les agglomérations de plus de 300 000 habitants.

professionnels auditionnés ont formulé un certain nombre de propositions tendant à optimiser l'usage de la route.

Le premier axe consiste à encourager le taux de remplissage des véhicules. L'occupation moyenne du moyen de transport utilisé est en effet identifiée par la Cour des comptes comme l'un des cinq facteurs influant sur le niveau des émissions. Diverses propositions ont été émises en vue d'améliorer ce taux. D'abord, l'Ademe a suggéré que soit promu, dans le cadre d'une campagne de communication, un objectif clair de « deux personnes au moins par véhicule ». Ensuite, les professionnels ont évoqué plusieurs façons d'encourager les nouvelles modalités de transport que sont le covoiturage et l'auto-partage. Par exemple, la création de parkings de rabattement ou de co-voiturage (qui existent déjà dans certaines villes françaises), ou encore la création de voies réservées aux transports en commun ou aux véhicules affichant un bon taux de remplissage.

Ces nouvelles pratiques de transport ont d'ailleurs été perçues comme témoignant d'une évolution des mentalités qui rendrait possible le passage d'une économie de la possession à une économie de l'usage. La DGITM a ainsi mis en évidence un début d'évolution. Tandis que la voiture, au XX^{e} siècle, apparaissait comme un « *prolongement de soi-même* » et portait un idéal de liberté et d'autonomie, l'accroissement des contraintes (embouteillages, coût) et les campagnes de communication relatives aux méfaits de la pollution ont conduit à une modification de cette image et à une évolution du rapport à la voiture, particulièrement perceptible chez les plus jeunes.

Le Gart a souligné son attachement au principe de la « voiture servicielle ». Dans ce cadre, la voiture devient un mode de transport partagé et non plus individuel. La prudence doit néanmoins rester de mise pour éviter certains effets d'aubaine qui pourraient faire croire, à tort, à l'existence de changements de comportements. Sur ce point, le modèle de la voiture en libre-service sur abonnement, à l'image de l'Autolib' proposé en région parisienne, a été pris en exemple. En dehors du fait que la rentabilité économique du phénomène n'est pas encore établie, les professionnels ont souligné qu'il est à ce stade difficile de savoir si les usagers de ce service ont véritablement renoncé à la possession d'une voiture individuelle, ou si leur abonnement répond à un effet d'aubaine qui vient donc ajouter de nouveaux déplacements automobiles à des déplacements antérieurement réalisés en transports en commun. La faible proportion de véhicules privatifs à Paris accroît ce doute dans la mesure où elle vient limiter les potentiels abandons de véhicules.

Le deuxième axe consiste à réduire la consommation d'énergie utilisée par distance parcourue. Cet axe rejoint le problème de l'efficacité énergétique des véhicules, mais renvoie aussi à une meilleure utilisation des réseaux pour éviter la surconsommation. Sur ce point, les professionnels auditionnés se sont montrés optimistes sur les bénéfices attendus des nouvelles technologies en termes d'optimisation de l'organisation des transports et des temps de trajets. La

conférence nationale sur les transports intelligents [1] organisée le 11 février 2014 par le ministre délégué en charge des transports de la mer et de la pêche a été perçue de manière positive. Les professionnels ont souligné l'utilité des applications de mobilité proposant des itinéraires adaptés, informant les utilisateurs quant aux places de parking disponibles ou aidant à la décision en fonction de la congestion du trafic. Le CCFA a par exemple cité le cas de la recherche de stationnement par les usagers, qui justifie environ 30 % [2] des trajets effectués en ville. Le développement d'applications délivrant aux conducteurs l'information en temps réel sur les places disponibles et l'itinéraire optimal pour y parvenir pourrait donc réduire les émissions liées aux déplacements urbains. Le CCFA et l'IFP-EN ont aussi souligné le rôle de l'éco-conduite pour limiter les émissions, qui leur apparaît nécessaire pour parvenir à l'objectif de consommation de deux litres aux 100 kilomètres d'ici à 2018 [3].

II. LE BÂTIMENT : UN BESOIN DE STABILITÉ ET DE SIMPLIFICATION

Avec 15 milliards d'euros d'investissement par an, la rénovation thermique des bâtiments constitue le premier poste national de dépenses en faveur de la transition énergétique. [4] Sur ces 15 milliards d'euros, l'État consacre chaque année près de 7,36 milliards d'euros à diverses mesures incitatives : le crédit d'impôt développement durable (CIDD), l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ), la TVA à taux réduit etc. Mais l'atteinte des objectifs très ambitieux que la France s'est fixés en matière de rénovation énergétique s'avère plus difficile que prévu.

A. UN SECTEUR STRATÉGIQUE QUI SOUFFRE D'UN DÉFICIT DE PILOTAGE

La Cour des comptes comme les parties prenantes anticipent que l'objectif de réduction de 20 % de la consommation d'énergie du parc de bâtiment prévu par le paquet énergie-climat (PEC) à horizon 2020 ne sera pas atteint. Plusieurs facteurs l'expliquent : certes, les objectifs ont été réévalués à la hausse mais la mise en œuvre des dispositifs souffre surtout d'un déficit de pilotage et d'une instabilité pénalisante.

1. Des objectifs ambitieux dont la complémentarité avec les autres objectifs du paquet énergie-climat est questionnée

La France s'est donné des objectifs ambitieux en matière d'efficacité énergétique des bâtiments dès 2005 avec la loi n° 2005-781 de programmation

---

(1) Intitulée « Mobilité 2.0 : Une stratégie pour les transports intelligents ».

(2) Ce chiffre est notamment cité dans l'étude d'un professeur d'urbanisme à UCLA : Donald Shoup, "Cruising for Parking," Access, *No. 30, Spring 2007, pp.16-22.*

(3) Objectif fixé par le Président de la République le 20 septembre 2013 au secteur automobile lors de la conférence environnementale.

(4) 15 milliards d'euros, selon le conseil national du débat sur la transition énergétique (CNDTE), auxquels il faut ajouter 6 milliards d'euros pour la rénovation des bâtiments du secteur tertiaire.

fixant les orientations de la politique énergétique de la France (dite « loi Pope »). À partir de 2009, la rénovation des bâtiments existants s'impose comme une priorité, à commencer par les bâtiments et logements directement gérés par la puissance publique. Alors que le Grenelle de l'environnement avait fixé un objectif de 400 000 rénovations lourdes par an, les dernières annonces gouvernementales ont porté ce chiffre à 900 000 par an d'ici 2020.

Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) est le premier en termes de consommation d'énergie finale avec 68,6 mégatonnes équivalent pétrole en 2011 soit 44 % de la consommation finale énergétique française. 88 % des économies d'énergie attendues à l'horizon 2020 seront, d'après les scénarios français [(1)], issues de ce secteur. Mais il n'est que le quatrième poste d'émissions de gaz à effet de serre (GES), avec 18,2 % des émissions françaises en 2011. Ce secteur est donc prépondérant pour l'atteinte de l'objectif d'efficacité énergétique de 20 % du PEC mais il ne compte que pour un quart dans l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de GES de ce même PEC.

Ce constat alimente l'une des critiques de la Cour sur l'hétérogénéité des objectifs du PEC : « *chaque composante du paquet se propose d'atteindre sa cible de façon autonome* […] *cette multiplicité des horizons et des objectifs, si elle est aussi un obstacle à l'évaluation, est d'abord une difficulté et un risque pour une mise en œuvre cohérente et un suivi efficace de la politique de lutte contre le changement climatique.* » Au niveau européen, les mesures contraignantes en matière d'efficacité énergétique, et qui contribuent à l'atteinte de l'objectif de 20 % de gain à horizon 2020 fixé dans le PEC, sont du reste soit antérieures, soit postérieures au PEC lui-même.

En outre, cela contribue à expliquer que la Cour classe, dans l'ordre des priorités pour réduire les émissions de GES, le secteur du bâtiment-tertiaire après les secteurs des transports et de l'agriculture.

OBJECTIFS FRANÇAIS DANS LE SECTEUR BÂTIMENT-TERTIAIRE

Loi n° 2005-781 (dite « loi POPE) :	– réduction de l'intensité énergétique finale de 2 % par an d'ici 2015 ; – réduction de l'intensité énergétique finale de 2,5 % par an à partir de 2015 jusqu'en 2030.
Grenelle I (2009)	– fixation d'une consommation maximum de 50 kWh par m² et par an pour les constructions neuves ; – réduction de 3 % des consommations d'énergies du parc des bâtiments existants d'ici 2020, par le biais notamment ● d'audits énergétiques systématiques dans les bâtiments de l'État pour réduire leurs consommations d'énergie de 40 % et leurs émissions de GES d'au moins 50 % d'ici 2017 ; ● par la rénovation de l'ensemble des logements sociaux, en commençant par les 800 000 plus énergivores d'ici 2020.

(1) Dans le scénario avec mesures existantes (AME) comme dans le scénario avec mesures supplémentaires (AMS).

OBJECTIFS EUROPÉENS DANS LE SECTEUR BÂTIMENT ET TERTIAIRE

Directive 2006/32/CE :	– objectif d'économies d'énergie de 9 % par rapport au niveau de 2001-2005 d'ici 2016 ; – chaque État-membre doit présenter un plan d'action en matière d'efficacité énergétique en vertu de cette directive (PAEE) à dates fixes (2007, 2011, 2014) ; – principe de l'exemplarité du secteur public dans le domaine de l'efficacité énergétique.
Directive 2010/31/UE :	– objectif non contraignant de 20 % d'économies d'énergie en 2020 ; – fixation du mode de calcul des performances énergétiques ; – définition de performances minimales dans le neuf et l'ancien rénové ; – obligation d'inspection régulière des systèmes de chauffage et de climatisation.
Directive 2012/27/CE :	– chaque État membre doit se doter d'un objectif indicatif, la France a annoncé qu'elle communiquerait le sien en avril 2014, après le débat sur la transition énergétique ; – 3 % des bâtiments du gouvernement central* doivent être rénovés chaque année à partir de 2014.

(*) Pour être précis : 3 % de la surface au sol totale des bâtiments chauffés ou refroidis appartenant au gouvernement central et occupés par celui-ci.

Reste que la priorité donnée au secteur du bâtiment repose sur d'autres considérations que l'efficacité climatique proprement dite, en particulier l'emploi.

La Cour des comptes reste très prudente sur les potentiels effets bénéfiques de la transition énergétique sur l'emploi : « *la sobriété détruit des emplois dans les branches qui fournissent l'énergie, mais réduit la facture énergétique, libérant du pouvoir d'achat qui sera dépensé dans d'autres branches, où il va créer des emplois* […] *ce que montre clairement l'étude c'est que derrière l'effet global sur l'emploi, de très importants mouvements de main d'œuvre devraient se produire au niveau des branches, certains positifs, mais d'autres très conséquemment négatifs. Outre le fait qu'est ainsi soulignée la nécessité d'une politique très active de reconversion, de formation professionnelle et d'accompagnement des personnes concernées, cela pose aussi très directement la question des conditions de l'acceptabilité sociale d'une telle transition.* » L'étude citée est celle de M. Philippe Quirion, économiste et directeur de recherche au CNRS, qui a réagi en soulignant que « *les enjeux en termes de reconversion se posent quelles que soient les options retenues en matière d'écologie et de climat* ». (1)

La Commission européenne a adopté une posture d'attente sur les objectifs d'efficacité énergétique à horizon 2030. Sa proposition sur un nouveau paquet énergie-climat à horizon 2030 ne contient pas d'objectif relatif à l'efficacité énergétique. Elle publiera en juillet 2014 un rapport expliquant les avancées réalisées pour atteindre les objectifs sur l'efficacité énergétique à l'horizon 2020 et réfléchir aux objectifs de 2030.

(1) « L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : Une analyse input-output du scénario négaWatt », Philippe Quirion, CIRED Working Paper *2013-46.*

Pour les professionnels du secteur, il ne fait aucun doute que l'efficacité énergétique est porteuse de croissance, d'emploi et de pouvoir d'achat pour les ménages, ce qui justifierait un fort investissement de la puissance publique. À l'annonce des propositions de la Commission européenne, M. Riccardo Viaggi, secrétaire général d'EBC, a affirmé que « *l'efficacité énergétique ne doit pas être vu comme un outil, mais comme un objectif en soi.* » De même, selon M. Philippe Pelletier, en charge de la mise en œuvre du Plan Bâtiment Durable, « *l'enjeu est majeur : il en va à la fois de la reprise d'activité du secteur du bâtiment, de la maîtrise du pouvoir d'achat des ménages et, au-delà, du retour de la croissance* ». (1) Lors de ses vœux à la presse, le 28 janvier 2014, le président de l'Ademe, M. Bruno Lechevin, a affirmé que l'efficacité énergétique des bâtiments devait revêtir le caractère d'une « priorité absolue » : « *il faut* [en] *faire notre priorité absolue ! Car la transition énergétique est porteuse d'emplois et de croissance*. » Ses services ont ainsi calculé qu'en 2030, environ 330 000 emplois supplémentaires pourraient être créés et entre 690 000 et 875 000 emplois à l'horizon 2050.

Lors du lancement de la feuille de route sur l'efficacité énergétique des bâtiments de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en février 2014, à Bruxelles, M. Paul Hodson, le chef de l'unité Efficacité énergétique de la Commission européenne, a évoqué plusieurs mesures destinées à « *améliorer la production d'énergies renouvelables dans les bâtiments et de chauffages urbains,* [à maximiser] *l'électricité sans carbone à partir de sources éloignées ainsi qu'à alimenter des dispositifs comme des pompes à chaleur.* » Il a toutefois laissé entendre qu'il était probable d'assister plutôt à de légères modifications des mesures existantes qu'à une réorientation générale de la politique. Selon M. Paul Hodson, il est préférable de se concentrer sur le comportement du consommateur plutôt que d'imposer de nouvelles obligations aux États membres ; et ce en raison de finances publiques en berne. Les économies d'énergie « *ne peuvent et ne devraient pas être réalisées à l'aide d'argent public, sauf de manière marginale*. » (2)

2. Une mise en œuvre difficile soumise à de fortes incertitudes

Les scénarios français reposent sur des hypothèses ambitieuses de construction neuve de logements et d'efficacité énergétique. Or, ces hypothèses impliquent une croissance forte (+33,7 %) du nombre de logements vacants et un quadruplement du nombre de démolitions de bâtiments anciens (de 43 000 à 160 000 par an). La Cour souligne que « *il n'est pas possible de connaître le solde net des constructions neuves, déduction faite des démolitions dans l'année* […] *le ministère ne dispose pas de statistiques sur le nombre de logements démolis et leur taille.* » De 2001 à 2012, 373 000 nouveaux logements ont été mis en chantier mais la majorité des constructions nouvelles viennent accroître le parc de

(1) Rapport d'activité 2013 du Plan Bâtiment durable.

(2) « L'efficacité énergétique des bâtiments au cœur du paquet énergie-climat 2030 », Euractiv.fr*, 5 février 2014.*

logement. La Cour estime qu'à ce rythme, le renouvellement du parc de logements prendra plus de 90 ans.

La rénovation thermique du parc existant de bâtiments est donc centrale pour atteindre les objectifs d'efficacité énergétique. Le chauffage est le premier poste de consommation d'énergie dans le résidentiel-tertiaire, même si les consommations unitaires des autres usages sont en augmentation constante (bureautique, climatisation). Le seul paramètre allant dans le sens d'une réduction des consommations d'électricité spécifique est l'équipement croissant en ampoules à basse consommation. En conséquence, selon la Cour, « *l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique devra reposer sur la rénovation thermique du parc existant de bâtiments.* » 60 % des 25,7 millions de résidences principales occupées ont été construites avant 1975, date de la première réglementation thermique. D'après le ministère chargé du logement, 30 % des logements auraient une étiquette de diagnostic de performance énergétique (DPE) F ou G même s'il estime que la consommation réelle est moindre. D'après la même étude, en effet, seuls 25 % des logements consommeraient plus de 330 kWhep/m²/an et pratiquement 60 % des logements auraient une consommation réelle comprise entre 150 et 330 kWhep/m²/an.

En outre, selon la Cour des comptes, les gains théoriques susceptibles d'être obtenus grâce à la rénovation thermique doivent sans doute être revus à la baisse. Les projections prennent insuffisamment en compte les comportements des ménages qui profitent le plus souvent de l'amélioration de l'isolation de leur logement pour augmenter leur confort thermique d'un ou deux degrés (« effet rebond »). Une autre source d'écart entre les économies d'énergie réelles et projetées provient des défauts de qualité dans le déroulement des travaux. Au final, l'inspection générale des finances a estimé qu'il faudrait diviser par 4,5 les économies d'énergie théoriques calculées actuellement.

Enfin, la nouvelle réglementation thermique de 2012 (RT 2012) n'aura qu'un impact limité. Tout d'abord, les économies de CO_2 susceptibles d'être obtenues s'entendent par rapport à un scénario tendanciel et non par rapport au niveau des émissions de 2005. En d'autres termes, la RT 2012 permet seulement de contenir les émissions de CO_2. Ensuite, les scénarios de la direction générale de l'énergie et du climat cités par la Cour des comptes se fondent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre à 100 % dès 2013 de la réglementation thermique alors que tous les outils ne sont pas disponibles et que la diffusion des formations professionnelles dans le secteur du bâtiment est encore très limitée. La Cour note ainsi que « *l'adaptation du secteur de la construction à la nouvelle réglementation technique est loin d'être achevée* ». Par ailleurs, le contrôle du système repose désormais sur des déclarations du maître d'œuvre lors du dépôt du permis de construire et sur une attestation à faire réaliser par un professionnel. Selon la Cour, « *le contrôle par les services de l'État du respect de cette réglementation restera extrêmement marginal. À titre d'illustration, les statistiques du contrôle du respect des règles de construction par l'État montrent que le respect de la RT 2005 a été contrôlé pour 19 logements en 2008 et 84 logements en 2009…* » La Cour relève

en outre que « *la sortie des textes est souvent tardive* » : notamment, les textes permettant la labellisation de bâtiments aux performances énergétiques supérieures à la RT 2012 n'ont pas été publiés à ce jour alors que les scénarios du ministère supposent une augmentation progressive des bâtiments allant au-delà de la RT 2012. En tout état de cause, l'impact de la RT 2012 sera limité aux 15 % de logements neufs venant en substitution de logements anciens plus consommateurs d'énergie. La Cour en déduit que « *la nouvelle réglementation thermique est avant tout un instrument de frein à la croissance de la consommation d'énergie et des émissions de CO_2 liée à l'accroissement du parc de bâtiments.* »

3. Des dispositifs pléthoriques et sous-évalués

Le plan d'action français en matière d'efficacité énergétique comprend 28 mesures que la Cour juge sous-évaluées (*cf.* tableau *infra*). L'atteinte des objectifs du PEC nécessiterait des ruptures radicales dans les tendances observées aujourd'hui en termes de rénovation et donc, des investissements très importants. Le choix des dépenses publiques à consentir est rendu difficile par l'absence d'études sur le rapport coût-efficacité des différentes mesures. Les investigations de la Cour témoignent également de freins non négligeables dans l'application des textes de loi.

RÉSUMÉ DE L'ANALYSE DE LA COUR DES COMPTES SUR LES MESURES COMPOSANT LE PLAN D'ACTION FRANÇAIS EN MATIÈRE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Réglementation thermique des bâtiments (introduite à partir de 2007 en vertu de la directive 2002/91/CE)	« *l'impact de cette mesure n'est évalué ni au titre des économies d'énergie, ni à celui des émissions de CO_2. Le coût de la mesure n'est pas non plus évalué. Le seul indicateur disponible est celui du nombre de labels attribués.* »
Diagnostic de performance énergétique (DPE) (introduit à partir de 2006 en vertu de la directive 2002/91/CE)	« *Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013 ne contiennent d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.* […] *le dispositif français de DPE a néanmoins fait l'objet de critiques en raison du caractère trop théorique des mesures de consommation d'énergies contenues dans les DPE et de la fiabilité relative des DPE réalisés.* »
Mesures ayant trait aux chaudières et aux systèmes de climatisation	« *aucun développement* […] *sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.* […] *Le ministère chargé du logement reconnaît que sur le contrôle du respect de ces obligations, qui incombe notamment aux DGCCRF,* "très peu de retours sont disponibles". »
L'obligation de travaux dans les bâtiments tertiaires (loi du 12 juillet 2010 dite Grenelle II)	« *le décret d'application* […] *n'est toujours pas sorti.* […] *Le ministère chargé du logement semble d'ailleurs abandonner la publication de ce décret puisqu'il indique à la Cour qu'un scénario alternatif a été récemment défini qui propose* […] "l'instauration de chartes volontaires… »
L'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie (loi du 13 juillet 2005)	« *le ministère n'indique aucune évaluation du coût de la mesure, aucun indicateur de suivi de sa mise en œuvre, ni aucun éléments d'évaluation de la mesure.* »
L'audit énergétique des copropriétés (loi du 12 juillet 2010 dite Grenelle II)	*aucun développement* […] *sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.* […] *Si le décret n° 2012-111 du 27 janvier 2012 précise l'obligation de réalisation de l'audit énergétique, son arrêté d'application n'a pas encore été publié.* […] *aucune sanction en cas de non-respect de l'obligation*. »

Les certificats d'économies d'énergie (CEE)	Traités dans un précédent rapport (1) de la Cour qui juge que « *si les objectifs quantitatifs du dispositif des CEE ont été jusqu'à présent dépassés, l'efficacité du système est difficile à mesurer et peut être améliorée.* »
Le crédit d'impôt développement durable (CIDD) (loi du 13 juillet 2005)	« *Depuis sa création, la liste des équipements éligibles au CIDD ainsi que les taux dont ils bénéficient ont été régulièrement modifiés. Son coût est estimé à 1,13 milliard d'euros en 2012 et 650 millions d'euros en 2013* […] *Afin de rééquilibrer le soutien public en faveur des rénovations lourdes, la loi de finances (LFI) pour 2012 a prévu une modulation du CIDD* […] *le ministère reconnaît que les données statistiques concernant le crédit d'impôt sont pauvres* […] *d'importantes disparités du coût public du carbone évité entre les différents équipements éligibles* […] *ces coûts diffèrent beaucoup d'une filière à l'autre* […] *le dispositif du CIDD n'est pas suffisamment contrôlé en raison de sa complexité technique et des moyens des services fiscaux.* » La Cour cite plusieurs évaluations de l'impact de la mesure qui reste incertain en raison des effets dits « d'aubaine » ou « rebond ».
L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) (loi de finances pour 2009)	« *La dépense fiscale est très nettement inférieure à celle qui avait été prévue initialement du fait à la fois d'une distribution des éco-PTZ inférieure aux objectifs fixés et de la baisse des taux d'intérêts.* » D'après les différents modèles, l'éco-PTZ permettrait d'économiser 2,8 $MtCO_2$ et 14,9 TWhep d'ici 2020 pour un coût public de 56 euros par tonne de CO_2 évité et de 10 euros par MWhep évité.
L'éco-prêt logement social (éco-PLS) (loi du 3 août 2009 dite Grenelle I)	« *en quatre ans, l'éco-PLS a permis la rénovation de 117 900 logements sociaux* » « *le ministère indique que l'éco-PLS* "pérennisé jusque fin 2020 a pour objectifs la rénovation de 70 000 logements sociaux par an." *Dans son discours du 21 mars 2013, le président de la République a annoncé un objectif de 120 000 rénovations de logements sociaux par an, soit un quadruplement du rythme actuel.* […] *Le surcoût pour le fonds d'épargne de cette évolution est évalué par la CDC à 140 millions d'euros…* »
Le programme « Habiter mieux » de l'Anah	« *la convention du 14 juillet 2010 signée entre l'État et l'Anah confie à l'Agence la mise en œuvre de ce programme P3331 "Rénovation thermique des logements" qui mobilise au total 1,35 milliard d'euros.* » Pas d'évaluation jusqu'à présent. *« La complexité du programme et la difficulté d'identification des publics cibles ont conduit à un démarrage très lent et à un retard qui ne semble pas pouvoir être comblé. »*
Le livret développement durable (LDD)	« *les travaux finançables sont ceux éligibles au crédit d'impôt développement durable »*
Les fonds Feder	« *aucune évaluation* »
La répartition des économies d'énergie entre propriétaire et locataire (loi du 25 mars 2009)	« *aucun élément d'évaluation n'est disponible à ce stade* »
L'évolution des règles de décision en copropriété (loi du 12 juillet 2010 dite Grenelle II)	« *Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013 ne contiennent d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation. Le décret d'application qui fixe la liste des travaux concernés a été publié seulement le 3 décembre 2012 dernier. Le ministère n'a donc pas à ce jour d'éléments sur sa mise en œuvre. »*

(1) Dans son rapport public thématique sur les certificats d'économies d'énergie, la Cour fait état d'un outil souple qui devrait être mieux piloté. Elle recommande des mesures de simplification (standardiser les documents), d'adapter plus régulièrement les fiches action, de prendre des mesures en faveur de la professionnalisation des travailleurs du bâtiment et d'accompagner davantage les ménages.

L'individualisation des frais de chauffage (loi du 29 octobre 1974)	« *le décret n° 2012-545 du 23 avril 2012 est venu rappeler cette obligation et en faciliter la mise en œuvre en redéfinissant les impossibilités techniques d'installer ces compteurs et imposant une installation des compteurs avant le 31 mars 2017* […] *l'administration n'est pas en mesure de se prononcer sur la rentabilité économique de sa mesure.* […] *le conseil constitutionnel a notamment censuré l'article 2 de la loi Brottes sur le bonus-malus écologique par le fait "*que, pour les logements situés dans des immeubles collectifs qui ne seraient pas dotés au 1er janvier 2015 d'un dispositif de comptage alors qu'ils ne sont pas concernés par l'impossibilité technique précitée, la répartition du bonus-malus entre les logements n'est pas déterminée en fonction de l'objectif poursuivi*", et qu'il était très hypothétique qu'à la date du 1er janvier 2015, les compteurs individuels aient pu être mis en place dans tous les logements non équipés.* »
La possibilité de dépassement des COS (coefficient d'occupation des sols) (loi du 12 juillet 2010 dite Grenelle II)	« *Le ministère indique ne pas disposer de données fiables pour évaluer le nombre de délibérations prises en application de cette disposition. Il est donc impossible d'évaluer l'impact de cette mesure.* »
Les signes de qualité dans le bâtiment	La Cour indique seulement que « *devant la multiplication des signes de qualité et le manque de lisibilité qui en résulte pour les particuliers, les professionnels et le ministère ont créé un label "Reconnu Grenelle Environnement"* ».
Les programmes de formation et de recherche	La Cour se borne à décrire le dispositif.
L'État exemplaire (loi du 3 août 2009 dite Grenelle I)	« *Si la politique "État exemplaire" n'omettait donc pas initialement les questions bâtimentaires, elle a vite connu des limites. Les surfaces concernées ont été circonscrites aux surfaces de l'administration centrale.* […] *les audits n'ont pas été suivis, en règle générale, de travaux, en raison de la situation budgétaire de l'État* […] *nécessite la mobilisation de programmes budgétaires différents* […] *la difficulté à dégager des moyens dans le contexte économique conduit à arbitrer en interministériel* »

Les investissements à consentir sont pourtant colossaux, comme l'indique le tableau ci-dessous. Le Fonds chaleur est le seul dispositif dont l'efficacité est reconnue par la Cour des comptes, qui recommande d'en augmenter les ressources. D'autres acteurs – syndicats et associations – vont même jusqu'à préconiser le doublement du fonds.

RÉCAPITULATION DES COÛTS SECTORIELS

(en millions d'euros)

Fonds Chaleur	628,0	1,4 milliard d'euros supplémentaire serait nécessaire d'ici 2020
Éco-PTZ	571,0	Coûts générationnels 2009-2012
CIDD	1 130,0	2012 (650 millions d'euros en 2013)
Éco-PLS	127,0	1ère et 2e générations (2009-2012)
Habiter mieux	1 350,0	Dont 0,5 milliard d'euros État
Réhabilitation énergétique	320,0	Dont 90 millions d'euros DOM (2009-2012)
TOTAL Habitat	**4 126**	
Total Transports	***4 850***	
Total Industries	***533,5***	
Total SCEQE	***1807,6***	
Total EnR	***24 900***	

Source : Cour des comptes

B. LES PARTIES PRENANTES DEMANDENT DAVANTAGE DE SIMPLICITÉ ET UNE STABILISATION DES DISPOSITIFS

Face à la multiplicité et à l'instabilité des dispositifs, les ménages comme les professionnels demandent désormais une phase de clarification et d'approfondissement.

1. Clarifier les objectifs

De l'avis général, les objectifs assignés par la France au secteur du bâtiment sont inatteignables quand bien même des marges de progrès importantes existent dans ce secteur. Alors que moins de 100 000 rénovations par an ont été réalisées entre 2009 et 2012, l'objectif de 500 000 rénovations par an d'ici 2017 puis 900 000 d'ici 2020 semble irréaliste. L'ampleur des objectifs fixés masque les progrès déjà réalisés par le secteur. La Fédération française du bâtiment (FFB) et la Confédération de l'artisanat et des petites entreprises du bâtiment (Capeb) ont rappelé en particulier les efforts consentis pour l'acquisition de nouvelles compétences dans le domaine de l'efficacité énergétique. Les collectivités territoriales se sont mobilisées et d'importants progrès ont été réalisés concernant les bâtiments scolaires, par exemple. La région Rhône-Alpes s'est ainsi fixé un objectif de 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) issues de son parc immobilier. (1) L'ensemble des intervenants a aussi salué les progrès du parc social, facilités par le fait que les logements sociaux sont la plupart du temps des immeubles, avec un bailleur unique. Les bailleurs sociaux ont acquis une expertise indéniable dans la gestion des investissements et rénovations avec un amortissement sur le temps long. L'aide apportée par les collectivités locales au logement social est un autre facteur de cette réussite. M. Philippe Pelletier, chargé du pilotage et de la mise en œuvre du plan de performance thermique des bâtiments prévu par le Grenelle de l'Environnement, a aussi souligné la mobilisation des acteurs du programme Habiter mieux. Après des débuts difficiles, départements et intercommunalités se sont saisis à bras-le-corps du programme. Trois cents ménages sont tirés hors de la précarité énergétique chaque jour, un chiffre jugé considérable par M. Philippe Pelletier au regard de la capacité de mobilisation des opérateurs.

De l'avis général, une parole publique forte et coordonnée entre l'État et les collectivités territoriales est nécessaire. De nouveaux objectifs simples, lisibles et de long terme doivent être définis, en donnant la priorité à la rénovation de l'ancien et aux économies d'énergie. Le taux de renouvellement du parc par la seule construction est en effet de l'ordre de 1 % par an seulement, tandis que 30 % du parc immobilier français est constitué de bâtiments antérieurs à 1950, et que 40 % du parc a été construit entre 1951 et 1980, les 30 % restants après 1981.

---

(1) Le Plan Climat de la région Rhône-Alpes fixe des objectifs, en adéquation avec le plan national. Un objectif de 40 % de réduction des émissions de GES par rapport à 1990 d'ici 2020 a été fixé. Il sera mené en concertation avec d'autres plans déjà lancés, tels que le plan lycée mis en place en 2008 et visant à une meilleure efficacité énergétique des bâtiments.

Les avis divergent davantage sur la méthode. M. Jean Bergougnoux, ancien président-directeur général d'Électricité de France (EDF), président de l'association Équilibre des énergies, a préconisé de réaliser en priorité les investissements les plus rentables. L'amélioration thermique des bâtiments doit s'envisager de manière progressive, les investissements les plus rentables en économies d'énergies par euro investi devant être effectués en priorité. Des actions simples à mettre en œuvre, telles que la rénovation des combles, le remplacement des chaudières, la mise en place de robinets thermostatiques doivent être privilégiées, avant d'envisager des rénovations lourdes. La priorité donnée à ces actions simples ne doit pas, pour autant, s'opposer à une rénovation intelligente de l'habitat. Certains rapports de la fondation Abbé Pierre rendent compte de l'existence d'habitations aux toitures et aux isolations délabrées mais équipées de fenêtres en PVC neuves. Les rapporteurs préconisent d'encourager une programmation globale, progressive et intelligente de la rénovation, en accompagnant davantage les ménages.

À l'exemple du Royaume-Uni, qui a prévu l'interdiction à la location des logements les moins performants d'ici 2018 [(1)], fixer des obligations à longue échéance pourrait être un vecteur de changement moins coûteux et plus acceptable que des mesures fiscales, dont la brutalité a été déplorée. [(2)] Sur ce modèle, l'association *The Schift Project* a déjà proposé de définir des échéances de mise en conformité progressive, par exemple à chaque changement de propriétaire. [(3)] Évoquée par Mme Cécile Duflot, ministre de l'Égalité des territoires et du Logement, lors de rencontres organisées par l'association Effinergie, l'idée d'une norme contraignante à long terme fait son chemin. M. Philippe Pelletier a salué le projet de loi pour l'accès au logement et un urbanisme rénové qui prévoyait, dans sa rédaction initiale, l'exclusion du parc locatif privé des logements ayant un niveau de consommation énergétique excessif. Mais pour les représentants des professionnels et des propriétaires entendus par les rapporteurs, les incitations financières doivent encore rester le principal outil de la politique de rénovation pour quelques temps.

2. Mieux accompagner les ménages

La nécessité d'offrir aux ménages une information concrète sur leur consommation d'énergie a été soulignée dans plusieurs tables rondes. La responsabilisation des occupants passe par la connaissance de leur facture énergétique, ce qui justifie la nécessité des compteurs individuels, selon M. Jean Bergougnoux. Le diagnostic de performance énergétique (DPE) fait l'objet de nombreuses critiques. Les instruments de mesure de l'administration (énergie

---

(1) Dans le cadre du Green Deal*, les propriétaires devront s'assurer d'ici 2018 que les logements soumis à la location satisfont des critères de performance énergétique minimaux, n'allant pas en-deçà de la catégorie E.*

(2) Voir infra *partie V.*

(3) The Shift Project - GT Rénovation Thermique du Bâtiment v3.0 – Version du 23 juin 2013. Document disponible sur le site du débat national de la transition énergétique : http://www.transition-energetique.gouv.fr/sites/default/files/cahiers/tsp_-_renovation_thermique_du_batiment_v3.0.pdf

primaire, consommation conventionnelle, distinction de cinq usages du bâtiment…) sont incompréhensibles pour les ménages qui raisonnent en énergie finale, en consommation réelle et se sentent concernés par l'ensemble des usages du bâtiment. Un plan de fiabilisation décidé en 2012 devrait contribuer à l'amélioration de cet outil. (1) M. Yann Ménager, chef de bureau des économies d'énergie et de la chaleur renouvelable à la direction générale de l'énergie et du climat du ministère du développement durable, a tenu à rappeler les efforts consentis pour améliorer la qualification des diagnostiqueurs, désormais formés et accrédités par des organismes reconnus. Le DPE, quelle que puisse être sa fiabilité, est actuellement purement indicatif ; il n'est pas juridiquement opposable. Il reste que cet outil suscite la méfiance des représentants des propriétaires et des consommateurs entendus par les rapporteurs, qui mettent fortement en doute sa qualité ou sa pertinence. La question se pose de rendre le DPE juridiquement opposable, à condition de veiller à sa mise à jour et à sa vérification régulière.

Évoquant une récente étude du *think tank* La Fabrique écologique (2), M. Philippe Pelletier, le directeur du Plan Bâtiment durable, a jugé nécessaire de rénover la communication autour de valeurs plus positives et d'améliorer la lisibilité. Il est encore trop tôt pour juger des effets de la campagne « J'éco-rénove, j'économise » qui insiste plutôt sur l'argument économique. La plupart des enquêtes d'opinion identifient en effet les économies financières comme un argument majeur pour les ménages. Mme Sabine Basili, vice-présidente de la Confédération de l'artisanat et des petites entreprises du bâtiment (Capeb), a également proposé d'élaborer une communication coordonnée sur l'amélioration de la qualité de vie et l'augmentation de la valeur des biens immobiliers. La Fabrique écologique a en effet résumé les principaux moteurs du passage à l'acte par la formule suivante : « *ni écologie, ni temps de retour, mais esthétique, bien-être et confort, baisse des mensualités et valeur patrimoniale* ». La directrice de l'Ademe, Mme Virginie Schwartz, a aussi préconisé de communiquer autour de valeurs plus positives, moins culpabilisantes, comme la santé, le bien-être, la qualité de vie. Les défis ludiques entre familles se sont également révélés efficaces pour inciter à des comportements plus sobres. (3)

Des aspects psychologiques doivent également être pris en compte. De l'avis des professionnels (Capeb) et des propriétaires (UNPI), les ménages ne se reconnaissent pas volontiers dans une situation de précarité énergétique. Selon M. Philippe Pelletier, plusieurs visites sont souvent nécessaires afin de convaincre

---

(1) 6 mesures pour améliorer le DPE ont été proposées en 2011, pour une application en 2012, par Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement et M. Benoist Apparu, ministre délégué chargé du logement. Ces mesures comprennent une transparence accrue, une amélioration de la méthode de calcul, l'utilisation de logiciels validés, la présence d'une base de données des DPE en ligne, une montée en compétences des diagnostiqueurs et un contrôle plus efficace.

(2) Le think-tank *La fabrique écologique de M. Géraud Guibert a publié un rapport le 6 février 2014 identifiant un manque d'engouement chez les Français pour la rénovation énergétique. Le rapport résume le problème ainsi: «* l'efficacité énergétique, c'est ennuyeux *».*

(3) Voir infra *partie V.*

un ménage de s'engager dans un processus de rénovation énergétique, en dépit des subventions existantes. En outre, la précarité énergétique va souvent de pair avec la précarité économique.

Afin d'accompagner les ménages et de les informer efficacement des diverses aides à leur disposition dans le cadre de travaux de rénovation énergétique, plusieurs intervenants ont estimé que la mise en place de guichets uniques faciliterait les démarches tout en réduisant le temps de mise en œuvre des travaux. C'est l'approche privilégiée par les passeports de la rénovation énergétique [(1)], sorte de carnet de santé du logement, dont la mise en place a été annoncée lors de la conférence environnementale de septembre 2013.

3. Stabiliser les dispositifs

La stabilisation des dispositifs destinés aux particuliers a été réclamée unanimement par toutes les personnes entendues par les rapporteurs. L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le crédit d'impôt en faveur du développement durable (CIDD), réformés à de multiples reprises, doivent être stabilisés. [(2)] Il convient d'en faciliter l'accès aux banques et aux particuliers. En revanche, alors que Mme Basili (Capeb) et M. Pelletier (Plan Bâtiment durable) se sont montrés attachés au principe du bouquet de travaux, qui conditionne désormais l'octroi d'un éco-PTZ ou du CIDD, Mme France Bauvin, administratrice de l'Union nationale de la propriété immobilière (UNPI), l'a jugé inopportun, du fait des coûts qu'il induit à travers le remplacement d'équipements non obsolètes, qui voient leur durée de vie raccourcie. Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) [(3)], créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), a été jugé globalement intéressant mais peu visible ; il est peu connu des entreprises comme des particuliers. Seule voix dissonante, le Gimélec a critiqué le calcul *« d'économies d'énergies* ex ante *fondé sur une analyse du rendement théorique de l'équipement ».* Dans sa contribution, il souligne que *« la simple mise en œuvre d'un équipement au rendement supérieur ne garantit en rien des économies d'énergie à la hauteur de ce rendement énergétique* […]*, l'usage qui*

(1) Les passeports de la rénovation ont pour objectif de fournir aux particuliers un guichet unique qui leur permettra de les accompagner lors de la rénovation de leur habitat.

(2) La loi de finances pour 2014 prévoit la réforme du crédit d'impôt en faveur du développement durable (CIDD) et l'aménagement de l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ). Concernant le CIDD, le nouveau crédit d'impôt de 25 % sera accordé aux ménages réalisant des rénovations lourdes, relevant d'un bouquet de travaux, tandis qu'un taux de 15 % sera accessible aux ménages les plus modestes pour des travaux isolés. Le périmètre du CIDD est réduit : sont exclus les panneaux photovoltaïques, les appareils de régulation de chauffage et les équipements de récupération et de traitement de l'eau de pluie. L'éco-PTZ est prolongé jusqu'en 2015 et ses conditions sont assouplies. Par exemple, le délai maximal de réalisation des travaux est porté de deux à trois ans, tandis qu'une personne seule gagnant moins de 25 000 euros par an pourra cumuler les deux aides, de même qu'un couple sous le seuil des 35 000 euros.

(3) Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie appelés les « obligés ». Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. Un objectif triennal est défini et réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. En fin de période, les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier de l'accomplissement de leurs obligations par la détention d'un montant de certificats équivalent à ces obligations. Le montant des primes peut varier selon les obligés et l'ampleur des travaux effectués.

en est fait dans le temps est […] *à prendre en compte ».* L'approche de l'efficacité énergétique *« par le seul prisme du rendement des équipements »* serait ainsi *« réductrice au regard des innovations industrielles proposées sur le marché ».* Le Gimélec propose un appui des CEE *« sur les normes applicables pour évaluer la pertinence des technologies et solutions innovantes dont les gains énergétiques associés ont fait l'objet de travaux normatifs français et européens. »* (1)

S'agissant de la réglementation, les professionnels et les experts réclament moins une stabilisation qu'une rationalisation. Des réglementations concurrentes peuvent en effet retarder les actions de rénovation énergétique. Le durcissement des règles relatives à l'éradication de l'amiante a par exemple entraîné des coûts supplémentaires importants en amont des rénovations énergétiques, selon M. Philippe Pelletier. La pertinence de la réglementation thermique de 2012 est déjà au cœur de vifs débats entre les acteurs du secteur. Elle est perçue comme adaptée mais complexe par l'association Effinergie ou la FFB, tandis que l'UNPI a dénoncé une augmentation du prix du mètre carré neuf de 8 à 10 %, en partie du fait du coût élevé des techniques de bâtiments à basse consommation ou à énergie positive. D'autres acteurs comme la Coalition France pour l'efficacité énergétique (CFEE) et le Gimelec (2) se montrent très critiques envers les méthodes de calcul retenues, qui constitueraient désormais des obstacles à l'innovation. Les outils de modélisation et de calcul de performance *« doivent être entièrement "ouverts" »* selon le Gimélec. Un innovateur devrait pouvoir *« modifier si nécessaire tous les paramètres et hypothèses de calcul pour que la simulation permette de valoriser entièrement les potentiels de gain de son innovation. »* L'association Effinergie travaille d'ores et déjà à la définition d'un nouveau label, « Bepos » (3), devant inciter à la construction de bâtiments à énergie positive. Dans une perspective de long terme et afin de donner une meilleure visibilité aux professionnels, M. Philippe Pelletier a recommandé d'anticiper et de préparer la réglementation thermique 2020. Enfin, la CFEE prône une réforme globale du contexte législatif et réglementaire dans lequel évolue le secteur de la rénovation énergétique par la transposition rapide des dernières directives européennes. Elle préconise aussi l'adoption d'une feuille de route à horizon 2050.

Enfin, les professionnels du secteur ont insisté sur l'importance de pérenniser les aides à la montée en compétences du secteur du bâtiment. La Capeb et la FFB ont demandé le maintien du dispositif de Formation aux économies d'énergie dans le bâtiment (FeeBat), élément clé dans la formation des entreprises

---

(1) Contribution écrite du Gimélec aux travaux des rapporteurs.

(2) La Coalition France pour l'efficacité énergétique (qui fédère l'association des responsables de copropriété, les syndicats professionnels Gesec, Gimélec, Cler et Effinergie, l'association France nature environnement, le collectif d'industriels Isolons la terre contre le CO_2, le réseau Action Climat, et l'UFC Que-choisir) et le Gimélec (Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés) ont adressé chacun une contribution écrite aux rapporteurs.

(3) Le label Bepos-effinergie est un label pilote, applicable à court terme. Il s'appuie sur la RT 2012 et le label effinergie+. Pour l'instant, il n'est disponible que pour les logements, les bureaux, les crèches et les locaux d'enseignements.

et artisans en matière de formation énergétique. [1] Il serait également souhaitable que les appels d'offres publics soient rendus accessibles aux petites entreprises. Par exemple, la FFB a regretté les modalités d'un appel d'offres récent de la Ville de Paris pour la rénovation de plusieurs immeubles réservés à l'éducation. Seules trois ou quatre entreprises en France ont la capacité de répondre à un tel appel d'offres qui comprend un lot unique d'une centaine de bâtiments à rénover en contrat de performance énergétique. [2] *A contrario*, certaines collectivités territoriales encouragent la constitution de groupement d'artisans, afin d'optimiser la réalisation des travaux, comme la communauté de communes Biovallée avec le programme DORéMI, cité dans le palmarès 2013 des initiatives locales pour la rénovation énergétique. [3]

III. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE CLARIFICATION INDISPENSABLE

Le développement des énergies renouvelables, qui vise, s'agissant de la France, la réalisation d'un objectif contraignant de 23 % de la consommation énergétique finale à horizon 2020, a fait l'objet de développements substantiels dans le rapport de la Cour des comptes. Celle-ci a souligné un certain nombre de difficultés liées à l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. C'est la raison pour laquelle les rapporteurs ont organisé une table ronde, réunissant des professionnels ou des experts des énergies renouvelables, pour répondre à la question suivante : comment accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français ? Les échanges ont d'abord permis d'observer un certain nombre de désaccords entre les professionnels du secteur et la Cour des comptes, dont les observations ont parfois été jugées excessivement pessimistes. Mais les débats ont aussi mis en évidence l'existence d'un consensus sur les mesures prioritaires à adopter en vue de faciliter le développement de ces énergies.

A. UN BILAN CONTROVERSÉ DES CONSÉQUENCES DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

S'agissant de la fixation d'un objectif contraignant européen de développement des énergies renouvelables, de l'impact d'un tel objectif sur le mix énergétique et du bénéfice qu'il suscite en termes d'emploi et de compétitivité, les

---

(1) Le dispositif FeeBat est un dispositif de formation construit sous l'égide des pouvoirs publics et d'un comité de pilotage composé de la Capeb, la FFB, EDF, la FF3C, la Fedene, la FNSCOP, l'AFG et l'UFE et d'un représentant de la distribution professionnelle (FNAS, FGME, FNMC).

(2) La directive CE 2006/32 du 5 avril 2006, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, définit le CPE comme « un accord contractuel entre le bénéficiaire et le fournisseur (normalement une Société de Services Énergétiques) d'une mesure visant à améliorer l'efficacité énergétique, selon lequel des investissements dans cette mesure sont consentis afin de parvenir à un niveau d'amélioration de l'efficacité énergétique qui est contractuellement défini. *»*

(3) Ce palmarès est disponible sur le site du ministère du Logement et de l'Égalité des territoires : http://www.territoires.gouv.fr/IMG/pdf/131213_dp_palmares_reno_energetique.pdf

professionnels auditionnés ont apporté quelques nuances aux constats opérés dans le rapport de la Cour des comptes.

1. L'absence de consensus sur la fixation d'un objectif contraignant de développement des énergies renouvelables

Alors que les négociations européennes sur le futur paquet énergie-climat sont en cours, la Cour des comptes a émis des réserves quant à l'opportunité de fixer un nouvel objectif européen contraignant de déploiement des énergies renouvelables, considérant la pluralité des objectifs génératrice de contradictions. La Cour a notamment mis en avant le fait que, pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables, le recours indispensable à des énergies de soutien se traduit dans les faits par un besoin accru de centrales thermiques telles que les centrales à charbon et donc *in fine* par une recrudescence des émissions de CO_2. La Cour appuie cette analyse par une référence à l'*Energiewende* allemande fondée sur une sortie rapide du nucléaire et une accélération du recours aux énergies renouvelables. Selon la Cour, « *la contrepartie en est que, du fait de la nécessité de faire appel à des énergies de soutien pour faire face à l'intermittence des énergies renouvelables, l'Allemagne a, de fait, renoncé à la priorité de diminution des émissions de CO_2, celles-ci connaissant désormais, au contraire, une hausse* ».

Cette proposition de la Cour de ne pas maintenir d'objectif contraignant européen n'a pas emporté l'adhésion des professionnels des énergies renouvelables, qui ont tenu à rappeler le bénéfice de l'objectif contraignant initial sur le lancement des filières en France. Or, ces filières n'étant pas encore matures, les professionnels auditionnés ont jugé prématuré et peu judicieux de renoncer dès à présent à la fixation d'un objectif européen contraignant. Ils se sont dits très inquiets des conséquences que l'abandon de cette contrainte pourrait avoir sur le dynamisme de ces filières, et ont fait part de leur déception à l'égard des négociations européennes en cours, fondées sur la définition d'un objectif global non contraignant de 27 % d'énergies renouvelables au niveau européen à horizon 2030.

L'analyse proposée par la Cour des comptes au sujet de l'*Energiewende*, attribuant à l'intermittence des énergies renouvelables la hausse des émissions de CO_2, a également été remise en cause [(1)], au motif que la situation actuelle outre-Rhin proviendrait d'abord de la baisse de compétitivité du gaz face à un charbon peu cher principalement importé des États-Unis. En conséquence, les professionnels du secteur ont jugé infondé l'argument tenant à la contradiction entre réduction des émissions de CO_2 et développement des énergies renouvelables.

---

(1) Dans une étude remise aux rapporteurs l'association WWF s'attache d'ailleurs à déconstruire certains « mythes » associés à la transition énergétique allemande. Voir WWF, « Mythes et réalités sur le rôle des énergies renouvelables dans la transition énergétique en Allemagne », septembre 2012.

La Cour des comptes a néanmoins précisé que son soutien à la définition d'un objectif unique de réduction des gaz à effet de serre ne concerne que le niveau européen, et lui seul. Cela ne préjugerait donc pas de la possibilité, pour chaque État, de fixer de nouveaux objectifs contraignants pour le développement des énergies renouvelables.

Les rapporteurs ont une position divergente sur le contenu de la contrainte fixée au niveau de l'Union européenne en matière d'énergies renouvelables.

Afin d'éviter les risques de contradiction entre les objectifs supra nationaux, M. Jean-Jacques Guillet se déclare favorable à la proposition de la Cour des comptes de définir au niveau communautaire un objectif contraignant unique de réduction des gaz à effet de serre, auquel sera subordonné un objectif de développement des énergies renouvelables fixé au niveau national.

M. François de Rugy soutient au contraire le maintien de la fixation d'un objectif contraignant de développement des énergies renouvelables au niveau européen. Il considère qu'un tel objectif constitue un signal indispensable à l'essor de la filière, et qu'il n'interdit pas la fixation d'objectifs plus ambitieux par les États membres.

2. Des regards divergents sur les conséquences de l'intermittence des énergies renouvelables

La Cour des comptes a dressé un constat assez pessimiste des conséquences de l'intégration massive des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. Outre les risques pesant sur la continuité de l'approvisionnement du fait de l'intermittence de ces énergies, la Cour a insisté sur l'ampleur des investissements nécessaires à l'adaptation des réseaux de transport et de distribution. Le réseau électrique français, fortement centralisé, doit non seulement être adapté à la logique décentralisée des énergies renouvelables, mais doit encore être renforcé pour faire face à l'intermittence de certaines énergies renouvelables dont la production peut connaître des variations brutales et imprévisibles. Si ces investissements n'ont pas été spécifiquement chiffrés par les opérateurs, le coût global d'intégration des gigawatts (GW) d'éolien terrestre et de solaire a en revanche été évalué par ERDF et RTE à 5,5 milliards d'euros à horizon 2020. La Cour des comptes insiste d'autant plus sur la nécessité de ces investissements que les risques de saturation suscitent des tensions diplomatiques (par exemple entre l'Allemagne et la République tchèque) menaçant l'équilibre global du marché électrique européen garanti par les interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux.

La Cour des comptes recense de nombreuses difficultés auxquelles il n'existe selon elle pas de solution immédiate. Le foisonnement des énergies renouvelables, par exemple, est jugé insuffisant pour garantir la continuité d'approvisionnement. De même, les innovations liées au stockage de l'énergie ou

à la gestion intelligente des réseaux par les *smart grids* [1] ne sont pas considérées comme matures. La Cour des comptes en conclut que le recours à des unités de soutien (*back up*) est aujourd'hui la seule solution fiable pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. Mais cette solution est elle-même menacée par la crise du marché européen de l'électricité. En effet, la possibilité de recours aux énergies fossiles (les centrales à charbon ou au gaz, « réserves à froid», qui peuvent intervenir en quelques heures) est mise en cause par le sérieux ralentissement que connaissent les centrales thermiques en Europe depuis plusieurs mois : les énergéticiens européens ont déjà fermé ou arrêté temporairement 50 GW de capacité depuis deux ans et le cabinet IHS estime que 110 GW supplémentaires sont menacés d'ici à 2016. La continuité d'approvisionnement pourrait alors être mise en péril, faute d'unités de *back-up* suffisantes.

Les rapporteurs souhaitent néanmoins nuancer l'analyse de la Cour. En effet, les outils développés par RTE permettent déjà de pallier certaines de ces difficultés. En particulier, l'opérateur a mis en place un dispositif qui lui permet de connaître à chaque instant l'état de la production d'énergie éolienne, afin d'en gérer les flux. En outre, une partie de l'intermittence des énergies renouvelables est prévisible, comme celle de l'énergie solaire qui n'est pas produite la nuit. De même, les énergies renouvelables peuvent être complémentaires dans la mesure où leur intermittence n'est pas simultanée : la variabilité de l'éolien peut par exemple être compensée par celle du solaire.

Lors de la table ronde consacrée aux énergies renouvelables, les professionnels du secteur ont d'ailleurs eux-mêmes tenu à tempérer le constat de la Cour, et ont relativisé l'ampleur des difficultés générées par le développement des énergies renouvelables, aucune ne leur paraissant insurmontable.

S'agissant de la gestion de l'intermittence, les professionnels, préférant se référer à la « variabilité » des énergies, ont fait valoir qu'elle pouvait parfaitement être gérée à condition d'être correctement prise en compte en amont, au stade de l'implantation des installations, en vertu d'une cartographie mûrement réfléchie. De même, ERDF et l'Association française du gaz (AFG) ont précisé que l'intégration optimale des énergies renouvelables dans le réseau dépend surtout de la pertinence de la localisation des sites de production. Leur installation à une distance acceptable des lieux de consommation permet une distribution effective de l'énergie produite. L'AFG a ainsi expliqué que, dans 30 % des projets analysés, des solutions alternatives sont recherchées pour mieux tenir compte de la structure du réseau.

Concernant les investissements à réaliser, il a d'abord été objecté que des investissements seront nécessaires quelle que soit la composition du mix énergétique à l'avenir. ERDF a aussi souligné que le réseau avait su s'adapter à la

---

(1) L'appellation smart grid*, ou réseau électrique intelligent, désigne un réseau d'électricité équipé de technologies informatiques et d'automates qui permettent de piloter et communiquer avec les infrastructures.*

croissance du nombre de sites de production d'énergies renouvelables. Par ailleurs, pour faciliter ces investissements, les professionnels ont insisté sur la nécessité de leur programmation. Les travaux ne doivent en effet pas être réalisés trop en amont pour être en phase avec les installations concrètes, sans pour autant être opérés trop tardivement, pour éviter de générer des problèmes de raccordement.

Les professionnels se sont également montrés plus optimistes sur les *smart grids*, dont ils ont encore souligné les bénéfices attendus. Outre l'avancée technique, mentionnée par M. Pierre Radanne, tenant à ce qu'ils permettent d'améliorer l'information sur le réseau de distribution et de lisser la consommation et la courbe de charge, ERDF a identifié l'utilité d'une meilleure connaissance des comportements des citoyens en matière de consommation d'électricité.

Ainsi, les professionnels et experts auditionnés n'ont pas nié que des investissements importants seront nécessaires, mais ils se sont montrés plus optimistes sur la possibilité de les réaliser sans difficulté excessive.

3. Une appréciation différente des bénéfices du développement des énergies renouvelables en termes d'emploi et de compétitivité

La Cour estime que, compte tenu de l'ampleur de la dépense publique engagée dans le soutien aux énergies renouvelables, les bénéfices en termes de compétitivité demeurent limités. Elle met en balance le coût cumulé de l'ensemble des dispositifs [(1)] estimé à 14,3 milliards d'euros entre 2005 et 2011 et l'impact nuancé sur le commerce extérieur et la relocalisation des activités. La Chine oppose par exemple une concurrence très forte, notamment dans le secteur du photovoltaïque. Dans son rapport public thématique consacré à la politique de développement des énergies renouvelables, la Cour des comptes constate que l'amont de la filière photovoltaïque échappe aux industriels français. Or, le positionnement français sur l'aval de la filière, fortement soutenue, contribue au déséquilibre de la balance commerciale pour un montant évalué à près de 2,1 milliards d'euros en 2011. La Cour ne se montre pas plus optimiste quant au manque d'envergure mondiale de la filière éolienne française.

Les professionnels du secteur des énergies renouvelables ne remettent pas en cause ce constat, mais persistent néanmoins à voir le développement des énergies renouvelables comme une réelle opportunité à saisir pour la compétitivité de l'industrie européenne et française. Ils ont notamment présenté la méthanisation comme une voie d'avenir pour la filière gazière, l'AFG soulignant le fait que des entreprises françaises sont très avancées sur ces technologies. Ces filières présenteraient de ce fait un large potentiel d'excellence et d'exportation pour la France.

---

(1) La TVA à taux réduit sur les travaux, le crédit d'impôt développement durable, l'éco prêt à taux zéro, le soutien à la recherche et développement, les subventions à la production de chaleur d'origine renouvelable, le fonds Feder et le programme Ademe Bois-énergie.

La Cour exprime la même réserve quant à l'impact du développement des énergies renouvelables sur l'emploi. Reprenant les données de l'Ademe, elle recense dans un tableau, reproduit ci-dessous, les créations d'emplois intervenues dans les différentes filières entre 2006 et 2012.

CRÉATIONS D'EMPLOI PAR FILIÈRE

	2006	2007	2008	2009	2010	2011(e)	2012(p)
Solaire	4 770	6 020	9 220	13 930	35 100	32 470	21 810
Eolien	6 000	6 320	8 790	9 790	11 670	10 420	10 240
Biomasse	23 330	20 840	22 460	22 770	24 710	24 460	25 020
Pompes à chaleur	14 430	17 130	28 900	23 100	15 260	14 200	14 200
Hydraulique	9 150	9 530	9 850	10 430	11 030	10 770	10 790
Géothermie	780	720	730	760	810	1 000	1 200
Total énergies renouvelables	**58 460**	**60 560**	**79950**	**80 780**	**98 580**	**93 320**	**83 260**

Source : Cour des comptes, données Ademe.

En dépit de chiffres qui apparaissent globalement positifs, la Cour des comptes a précisé que les estimations de l'Ademe sur lesquelles ils se fondent constituent la fourchette haute des estimations. En tout état de cause, la Cour juge ces résultats très en retrait au regard des ambitions exprimées dans le plan d'action national de la France en faveur des énergies renouvelables.

L'Ademe propose une analyse plus positive de ces chiffres et a pu souligner lors de la table ronde que la plupart des emplois créés sont non délocalisables, à l'exemple des emplois d'installation des infrastructures sur le territoire. L'Ademe a aussi mentionné le potentiel de la filière biomasse comme secteur porteur en termes d'emplois. Elle a encore rappelé l'existence de dispositifs destinés à stimuler les créations d'emplois, tels que le Fonds Chaleur qui favorise l'emploi et l'investissement dans le secteur de la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables. Dans le même ordre d'idées, le potentiel de la méthanisation souligné par l'AFG pourrait avoir un impact positif sur les créations d'emplois.

B. UN CONSENSUS SUR LES MESURES PRIORITAIRES

Si quelques divergences existent, Cour des comptes, professionnels et experts des énergies renouvelables ont des points de vue convergents sur la nécessité de simplifier et stabiliser l'encadrement normatif des énergies renouvelables, sur le besoin d'accroître la recherche et développement pour lever certains verrous technologiques, et, de façon moins tranchée, sur l'utilité de réformer, mais progressivement, le système de soutien financier aux énergies renouvelables.

1. Un besoin prégnant de simplification et de stabilisation

Les inconvénients qui résultent de la complexité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et de l'instabilité juridique des normes qui y sont afférentes ont été mis en évidence de façon unanime.

a. Une complexité administrative paralysante

La réglementation relative aux énergies renouvelables peut opposer un certain nombre de freins à leur développement.

L'obstacle juridique provient parfois d'une contrainte réglementaire trop forte. Dans son rapport public thématique [(1)], la Cour cite en ce sens l'hydroélectricité, dont elle estime le potentiel réduit par le volume des contraintes réglementaires, liées à la contrainte environnementale et à la protection des milieux aquatiques.

La complexité des procédures freine également le développement des énergies renouvelables. La filière éolienne terrestre en est une illustration symptomatique puisque le temps qui s'écoule entre le dépôt d'un projet de construction d'éolienne terrestre et sa mise en service est estimé entre six et huit ans, contre deux ans et demi en Allemagne [(2)].

L'installation d'un parc éolien en France : illustration d'une procédure réglementaire complexe et changeante

Une première étape : la définition de zones favorables dans le schéma régional éolien

En dépit de la simplification opérée par la loi Brottes en 2013 qui supprime les zones de développement de l'éolien et le seuil de cinq mâts pour la construction d'un parc, demeure une première étape consistant en la définition d'un schéma régional éolien (SRE). Établis par chaque région au sein du schéma régional climat air énergie, les SRE définissent les zones favorables au développement de projets éoliens. Des études de préfaisabilité permettent de choisir les zones favorables au développement des parcs, le SRE étant adopté après consultation du public, approbation par le conseil régional puis validation par le préfet.

L'obtention d'un permis de construire : une procédure lourde, requérant diverses études préalables

Un projet éolien doit être situé dans les zones définies par le SRE, obtenir un permis de construire et une autorisation d'exploiter. La demande de permis de construire est déposée en mairie (elle n'est pas nécessaire pour les éoliennes dont le mât mesure moins de 12 mètres). Les éoliennes de taille moyenne (mât de 12 à 50 mètres) doivent fournir une notice d'impact dans le dossier de permis de construire. Le dossier des éoliennes de plus de 50 mètres ou des projets d'un montant supérieur à 1,82 million d'euros doit comporter une étude d'impact et ces projets sont soumis à enquête publique. Les études ou notices d'impact comprennent une

(1) Cour des comptes, rapport public thématique, La politique de développement des énergies renouvelables, juillet 2013.

(2) Selon l'association de professionnels France énergie éolienne, citée par la Cour des comptes.

évaluation environnementale. Enfin, au vu du dossier, le préfet de département délivre ou non le permis de construire.

Les procédures relatives aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ralentissent davantage le processus, surtout pour les plus grands projets

La loi Grenelle II a classé les éoliennes dans la réglementation ICPE. Les éoliennes de taille moyenne (mât de 12 à 50 mètres) sont soumises au régime de déclaration des ICPE tandis que les éoliennes de plus de 50 mètres sont soumises au régime de l'autorisation au titre des ICPE. Ces règles imposent des prescriptions techniques, des autorisations et des délais supplémentaires pour la création et l'exploitation des éoliennes. Une étude de dangers doit par exemple être conduite, afin d'évaluer les potentiels impacts sanitaires ou environnementaux des projets. L'autorisation d'exploiter est enfin délivrée par le ministre en charge de l'énergie.

À cette complexité s'ajoute la difficulté tenant à la multiplicité des recours déposés par les opposants aux projets. Ainsi, un projet éolien sur trois en moyenne fait l'objet de recours juridictionnel. Cet important contentieux, signe d'une acceptabilité sociale limitée, est de nature à ralentir les procédures mais aussi à dissuader les investissements.

Ce constat étant fait, l'une des pistes d'amélioration proposées repose sur un allégement de la réglementation et une simplification des procédures. Les professionnels des énergies renouvelables ont par exemple suggéré la création d'un dossier unique en substitution à la multiplicité des documents (ICPE, permis de construire, instructions spéciales…). À cet égard, le SER et AFG ont tous deux salué l'ordonnance de simplification administrative permettant l'expérimentation du permis unique [(1)] dont ils souhaitent la généralisation. En réduisant le nombre d'actes susceptibles de recours, cette simplification pourrait aussi avoir pour effet de réduire le contentieux.

En dehors des procédures d'instruction des projets, les professionnels ont également appelé à une simplification administrative de la distribution des aides aux producteurs d'énergies renouvelables, par exemple par l'instauration d'un guichet unique préconisée par M. Pierre Radanne, président de l'association 4D.

b. Une instabilité juridique préjudiciable

L'essor des énergies renouvelables souffre encore de l'instabilité juridique qui dissuade les investisseurs et décourage les producteurs. Tous les acteurs auditionnés ont insisté sur le besoin de projection à long terme pour que les investisseurs sachent comment orienter les projets. Cour des comptes et professionnels se rejoignent donc sur la nécessité d'une stabilisation du droit. Il importe non seulement de stabiliser l'encadrement législatif et réglementaire des filières d'énergie renouvelable pour sécuriser les projets, mais aussi de renforcer la visibilité et la pérennité de l'encadrement économique pour rassurer les investisseurs.

(1) La loi du 2 janvier 2014 permet l'expérimentation du permis unique, des zones d'intérêt économique et écologique et du certificat de projet.

Le SER a toutefois précisé qu'il est certes toujours possible de faire évoluer le cadre juridique et économique, mais qu'il convient surtout de programmer les évolutions pour ne pas compromettre les projets en cours et les investissements futurs.

Tentant de retracer l'origine de cette instabilité normative, le SER a identifié le déficit de pilotage interministériel efficient comme l'une des causes possibles. Dans le livre blanc qu'il a publié [(1)], le SER dénonce en effet un manque de synergie entre les ministères compétents. Pour y remédier, il propose que la mise en place d'un pilotage d'ensemble passe par la création d'une direction dédiée aux énergies renouvelables, chargée d'organiser une concertation permanente avec les professionnels.

Outre cet effort de simplification et de stabilisation, les professionnels et la Cour des comptes appellent de leurs vœux un effort de recherche et développement accru pour obtenir des progrès technologiques ou développer des filières susceptibles de remédier au problème de l'intermittence des énergies renouvelables.

2. Des verrous technologiques à lever, des filières à développer

Pour que le développement des énergies renouvelables ne contrevienne pas à l'objectif de décarbonisation de l'économie, la Cour des comptes mentionne deux solutions conduisant à ce qu'il ne soit plus fait appel aux productions de *back-up* carbonées : soit favoriser la gestion de l'intermittence par des technologies telles que le stockage de l'énergie et les réseaux intelligents, soit recourir à des filières renouvelables non intermittentes telles que la biomasse et le biogaz. Dans tous les cas, un effort de recherche et développement accru est indispensable à la maturation de ces dispositifs.

a. Des réponses potentielles à l'intermittence des énergies renouvelables : stockage de l'énergie et réseaux intelligents

La Cour des comptes présente le stockage de l'énergie comme un enjeu crucial. Cette technologie, qui consiste à absorber les excédents de production pour les restituer dans les périodes de forte consommation, est de nature à pallier les difficultés liées à l'intermittence des énergies renouvelables et à accroître leur développement sans pour autant intensifier le recours aux centrales de *back-up* carbonées.

Toutefois, aucun système de stockage de l'électricité n'est encore totalement mature. Sur les cinq grandes familles de techniques de stockage existantes, seule l'une d'entre elles a été déployée en France. Il s'agit des stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP). La Cour des comptes

(1) Le livre blanc des énergies renouvelables, SER, janvier 2012.

préconise dès lors d'intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs, préconisation partagée par l'Ademe.

Parallèlement à la question du stockage, les réseaux intelligents ou *smart grids* peuvent également apporter une réponse au problème de l'intermittence. Ils consistent à diffuser largement l'information sur les conditions de production et de consommation entre les différents acteurs du système énergétique, permettant ainsi une meilleure gestion des tensions entre l'offre et la demande. Les professionnels des énergies renouvelables ont également constaté le bénéfice escompté d'une telle technologie, qualifiée de « technologie de rupture » par la Cour des comptes. La Cour met cependant en évidence des réserves tenant à l'acceptabilité sociale et aux difficultés d'assemblage des technologies pour étendre ce système à grande échelle, difficultés qui là encore incitent à un effort accru de recherche et développement.

Parallèlement aux efforts qui doivent être portés pour contribuer au déploiement de ces innovations technologiques, un consensus existe sur le développement souhaitable de deux filières prometteuses et dont la production n'est pas intermittente ou variable : la biomasse et le biogaz.

b. Biomasse et biogaz : des secteurs porteurs à encourager

Les professionnels des énergies renouvelables ont fait le constat d'une insuffisante exploitation des filières que sont le biogaz et la biomasse et ont regretté qu'il ne soit pas davantage fait état de ces filières dans le rapport de la Cour.

La biomasse désigne l'ensemble de la matière organique végétale ou animale (bois, déchets végétaux, graisse animale…), qui peut être utilisée pour produire de la chaleur ou de l'électricité. M. Jacques Percebois et l'Ademe ont souligné l'intérêt du développement de cette filière. L'Ademe a insisté sur les enjeux en cause, estimant que 50 % de la réalisation des objectifs nationaux reposent sur la mobilisation de la biomasse, en particulier forestière. Elle a émis plusieurs propositions destinées à accroître la sollicitation de la biomasse forestière par la stimulation de la demande de bois. Des mesures telles que l'augmentation du niveau obligatoire d'incorporation du bois dans la construction neuve, l'instauration d'un objectif d'incorporation dans les travaux de rénovation, le maintien du fonds chaleur ou encore l'arrêt du financement public de nouvelles installations électrogènes lorsque la chaleur n'est pas valorisée de manière optimale pourraient être prises. L'Ademe préconise en outre de structurer l'offre de biomasse forestière dont une partie de la ressource est inaccessible et n'est pas suffisamment valorisée. Si la Cour des comptes n'a pas consacré de substantiels développements à cette filière, elle rejoint néanmoins ce constat, regrettant la sous-exploitation de la forêt française en dépit d'un constat opéré depuis déjà trente ans.

Le biogaz est un gaz produit à partir d'un processus naturel de fermentation (la méthanisation). Il peut être utilisé comme combustible afin de produire de la chaleur et de l'électricité. Là encore, les professionnels auditionnés ont insisté sur le potentiel de cette filière. À ce titre, l'AFG a rappelé l'importance que prend cette filière dans les scénarios énergétiques, citant par exemple le scénario GRDF qui prévoit à horizon 2050 une part de plus de 70 % de gaz renouvelable dans le gaz de réseau. Le scénario de l'Ademe présente également des résultats optimistes bien qu'en retrait au regard du scénario GRDF, puisque l'agence estime que le gaz vert représentera 14 % du réseau en 2030, et 56 % à horizon 2050. Le rapport de la Cour des comptes apparaît sur ce point moins optimiste. Si la Cour reconnaît les espoirs suscités par cette filière, elle considère que « *beaucoup reste à démontrer* », et renvoie notamment à l'Allemagne qui n'est pas parvenue à produire les capacités prévues de biométhane sur son territoire. L'une des difficultés de cette filière tient à la compétition pour les terres, la production pouvant entrer en concurrence avec les productions à usage alimentaire. Tout en reconnaissant que la France dispose d'importantes ressources, la Cour des comptes dresse donc un bilan plus mesuré des potentialités du biogaz que les professionnels des énergies renouvelables.

3. Un système perfectible de soutien aux énergies renouvelables

Les professionnels admettent que le dispositif de tarifs de soutien au développement des énergies renouvelables a connu des dysfonctionnements, qui ont notamment conduit à la « bulle du photovoltaïque » entre 2009 et 2011. L'urgence de la réforme et les nouvelles modalités à retenir ont cependant davantage prêté à débat.

L'obligation d'achat est le principal outil de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable en France.

Conformément à l'article L. 314-1 du code de l'énergie, les fournisseurs historiques d'électricité sont tenus d'acheter aux producteurs l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Ce tarif d'achat peut être fixé selon deux procédures distinctes.

Le tarif d'achat peut d'abord être fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Dans ce cas de figure, l'opérateur, tenu par l'obligation d'achat sur une durée de 15 à 20 ans, est remboursé d'une partie de cette charge par le biais de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité. Ce dispositif, destiné à encourager le développement des énergies renouvelables, est calculé de façon à garantir la rentabilité des capitaux investis. Or, selon la Cour des comptes, la fixation des tarifs ne s'appuie pas toujours sur une connaissance fiable et actualisée de l'ensemble des paramètres conditionnant la rentabilité des installations. Cette faille a conduit à la « bulle du photovoltaïque » entre 2009

et 2011. M. Jacques Percebois [1] a rejoint et complété cette analyse. Ce système, qui prend aussi le nom de « *feed in tariffs* (FIT) », pose en effet problème lorsque les prix de l'électricité deviennent négatifs : en cas de surproduction d'énergie, la chute des prix de l'électricité sur le marché *spot* incite les centrales thermiques à pratiquer des prix négatifs, leur mise en arrêt étant plus coûteuse. Il en résulte que ce dispositif est non seulement coûteux pour le consommateur mais fait aussi peser un risque de *black-out* sur le système énergétique si les investisseurs cessent d'investir sur les centrales de *back-up*. Si M. Jacques Percebois souligne que ce système a eu le mérite d'encourager le développement des énergies renouvelables, l'insensibilité des producteurs aux prix du marché dans cette configuration est problématique. Il a alors évoqué deux autres systèmes de soutien qui connectent davantage le producteur au prix du marché. D'abord, le système des « contrats pour différence », qui conservent le principe d'un prix garanti mais exposent davantage les producteurs au prix du marché, à travers un complément de recette reçu ou reversé (si le prix de garantie est plus faible ou plus élevé que le prix de marché). Le producteur est moins incité à la surproduction et reste sensible au prix du marché. Ensuite, le système des *feed in tariffs* mais associés au versement d'une prime (système du *feen in tariffs* avec premium, dit FIP) dont M. Jacques Percebois a souligné les mérites : la vente d'électricité se fait au prix du marché et s'accompagne du versement d'une prime en fonction de la quantité d'électricité injectée ou de la capacité installée. Cette prime permet de tenir compte des coûts d'investissement des producteurs et de valoriser l'externalité positive résultant de la production d'énergie renouvelable. Plusieurs modalités de versement de cette prime sont envisageables. L'économiste a émis une préférence pour une prime *ex post* qui serait versée en fonction de la puissance installée, et qui pourrait être aisément modulée.

Le second système de fixation des tarifs d'achat instauré en France a consisté à fixer contractuellement ces tarifs dans le cadre d'appels d'offres passés par l'administration en vue de soutenir le développement des filières les moins matures. L'article L. 311-10 du code de l'énergie dispose que le ministre chargé du secteur peut passer des appels d'offres afin d'atteindre les objectifs définis dans la programmation pluriannuelle des investissements. EDF et les entreprises de distribution sont tenues de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les producteurs lauréats, selon les conditions définies dans leurs offres. Ici encore, la Cour des comptes souligne le mésusage de cette procédure lorsqu'elle est employée pour soutenir des filières déjà matures, comme ce fut le cas de la filière photovoltaïque qui a bénéficié de tels appels d'offres entre 2011 et 2013. La Cour constate en outre que ces procédures se sont parfois avérées peu efficaces et n'ont pas permis d'atteindre les objectifs de puissance attendus pour diverses raisons (nombre insuffisant de candidats, cahiers des charges non respectés…). Les dispositifs ne sont, de plus, pas parvenus à obtenir un prix préservant les intérêts de la collectivité, soit parce que les appels d'offres ont été mal articulés avec les tarifs d'achat, soit parce que les conditions n'étaient pas réunies pour permettre

(1) Jacques Percebois, *« Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, forces et faiblesses », in* La Revue de l'Énergie, 2014, n° 617.

une réelle concurrence entre les candidats (l'appel d'offres de 2011 relatif à l'éolien en mer ne laissait que six mois aux entreprises pour déposer une offre : ce délai limité a offert un avantage compétitif important à la seule entreprise bénéficiant déjà d'études des vents sur les zones concernées). M. Jacques Percebois a pu préciser que l'un des défauts du système d'enchères « à la française », qui sont des enchères à « prix limite », tient à ce que tous les offreurs retenus au terme de l'ouverture des plis reçoivent le même prix garanti pour le mégawattheure, ce qui aboutit à ce que les producteurs bénéficient d'une rente différentielle correspondant à la différence entre le prix garanti obtenu et le prix qu'ils étaient prêts à accepter dans leur offre pour produire leur électricité. L'asymétrie d'information entre l'État qui ne connaît pas le coût réel des offres, et les opérateurs est également problématique. M. Jacques Percebois a alors présenté le système d'enchère « à la hollandaise » comme étant préférable. Il s'agit d'enchères discriminantes : les producteurs retenus reçoivent le prix qu'ils ont demandé, et non le prix-limite. Ce système a le mérite de faire disparaître la rente différentielle, mais présente néanmoins un risque de renchérissement des offres des producteurs, voire d'entente entre eux pour émettre des offres au prix élevé. En tout état de cause, M. Jacques Percebois a préconisé que les appels d'offre par exemple utilisés en France pour l'éolien soient réservés aux grands projets, en raison de l'importance des coûts de transaction.

Les professionnels présents ont jugé admissible l'évolution du système de soutien vers le système du *feed in tariffs* avec prime. En revanche, l'urgence de cette réforme a été relativisée. L'Ademe et le SER ont notamment fait valoir que l'exposition plus grande au prix du marché devait se faire avec précaution, par exemple en menant des expérimentations d'ici trois ou quatre ans, afin de ne pas déstabiliser les filières. Dans cette perspective, M. Pierre Radanne a aussi suggéré d'envisager la mise en place de contrats de filières avec des tarifs d'achat réévalués progressivement à la baisse pour une exposition plus grande au marché.

Le 28 février 2014 s'est achevée une phase de consultation de l'ensemble des acteurs impliqués dans le développement des énergies renouvelables, initiée par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie afin de réaliser le diagnostic du fonctionnement actuel du système électrique. L'évolution du système de soutien aux énergies renouvelables est donc actuellement à l'étude. Elle devra tenir compte du contentieux en cours relatif à la légalité de la compensation de l'obligation d'achat.

L'association *Vent de Colère !* a en effet formé un recours pour excès de pouvoir devant le Conseil d'État contre les arrêtés organisant le mécanisme de compensation des surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par éoliennes, financement actuellement supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité. Afin de statuer sur la légalité de ces arrêtés, le Conseil d'État [(1)] a posé une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour qu'elle détermine si le mécanisme de

(1) CE, 15 mai 2012, Association Vent de Colère! Fédération Nationale et autres, n°324852.

financement mis en place par la législation française constitue une intervention de l'État ou une intervention « aux moyens de ressources de l'État », première condition pour qu'une mesure soit qualifiée d'aide d'État. La CJUE ayant répondu de façon positive par un arrêt du 19 décembre 2013 (1), il appartient désormais au Conseil d'État d'en tirer les conséquences sur la légalité du dispositif.

Anticipant une annulation juridictionnelle, le Gouvernement a toutefois entamé, dès octobre 2013, une procédure de notification formelle du dispositif de soutien à l'éolien terrestre auprès de la Commission européenne. Le 27 mars 2014, celle-ci a autorisé les aides françaises en faveur du secteur des éoliennes terrestres, mais a lancé parallèlement une enquête sur la compatibilité du dispositif au droit de l'Union européenne. Dans ce contexte, il appartient au Gouvernement de veiller à ce que le réexamen du système de soutien aux énergies renouvelables intègre ces considérations pour garantir la sécurité juridique et donc la stabilité du nouveau dispositif.

IV. LE SYSTÈME COMMUNAUTAIRE D'ÉCHANGE DE QUOTAS DE CARBONE (SCEQE) : DE NOUVEAUX DÉFIS À RELEVER

A. LE SCEQE : UNE POLITIQUE PUBLIQUE EUROPÉENNE QUI SE DÉPLOIE PROGRESSIVEMENT

L'adoption d'un système d'échange de quotas carbone résulte d'un compromis jugé acceptable par les parties prenantes et les signataires du protocole de Kyōto. Le recours à un mécanisme de marché répondait aux vœux des entreprises et à ceux des États qui refusaient la mise en place d'une taxe collectée directement par une organisation internationale.

1. Un dispositif pionnier qui fonctionne en dépit des difficultés initiales

Comme l'a rappelé M. Benoît Leguet, directeur de la recherche à CDC-Climat, membre du comité des experts du débat national sur la transition énergétique, le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE) est une politique publique et non un marché au sens strict du terme. Un système d'échange de quotas de carbone a le même objectif qu'une taxe carbone : réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Mais en créant une taxe, les autorités fixent un prix au carbone – ce qui impose de définir *ex ante* quel est son coût social, environnemental, économique etc. – tandis qu'en instaurant un système d'échange, elles fixent directement le volume des émissions à réduire.

(1) CJUE, affaire C-262/12.

Les quotas de carbone en circulation en Europe

Il existe aujourd'hui deux principaux systèmes d'échange :

– le système d'échange international entre États, organisé par le protocole de Kyōto ;

– le système d'échange européen, qui couvre les grandes entreprises des secteurs de l'industrie et de l'énergie de l'Union européenne.

En conséquence, deux types de quotas circulent sur le marché européen :

1.- les quotas d'émission de CO_2 ou EUA (European Union Allowance) qui constituent l'instrument du SCEQE ;

2.- les quotas dits « projets », prévus par le protocole de Kyōto :

– l'unité de réduction certifiée des émissions (URCE) est délivrée à l'issue d'un long processus de validation par la convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) aux porteurs ayant réalisé des projets de réduction des émissions dans un pays en développement ;

– l'unité de réduction des émissions (URE) est également attribuée par la CCNUCC pour des projets de réduction d'émission réalisés au sein des pays industrialisés.

Bien que relatif, le succès du SCEQE est indéniable : il a permis de fixer un prix pour 40 % des émissions de GES en Europe et concerne 31 pays, soit davantage que la seule zone euro.

Il a aussi inspiré d'autres systèmes similaires dans le monde. Aux États-Unis, sept États du Nord-Est (le Connecticut, le Delaware, le Maine, le New Hampshire, le New Jersey, l'État de New York et le Vermont) ont créé l'initiative régionale contre l'effet de serre (*Regional Greenhouse Gas Initiative* ou RGGI). La Chine teste depuis 2012 des marchés locaux dans sept de ses plus grandes villes (Pékin, Shanghai, la province de Canton, Chongqing...) avec l'objectif d'instaurer un système national d'ici à 2015. L'Australie, qui impose depuis juillet 2012 une taxe de 23 dollars australiens (18,52 euros) aux 300 plus grandes entreprises du pays, doit également mettre en place un marché d'échange de quotas en 2015. La Californie est la plus avancée, avec un véritable système d'échange prévu pour début 2014. D'autres États ou régions, notamment la Corée du Sud ou le Québec, et plus récemment le Cambodge et le Vietnam, envisagent la mise en place de tels systèmes. Selon M. Leguet, qui a jugé que ce point aurait pu davantage être souligné par le rapport de la Cour des comptes, le SCEQE a permis un flux d'investissements des pays du Nord vers ceux du Sud dans des projets bas carbone.

Le système européen d'échange de quotas de carbone : principes et fonctionnement

Le système communautaire d'échange de quotas européens (SCEQE) est un système de plafonnement et d'échange d'émissions (*cap and trade*) applicable à des installations émettrices de gaz à effet de serre (GES). Le niveau global admissible des émissions de GES est fixé par le régulateur qui, dans un même temps, alloue aux installations émettrices un certain nombre de permis d'émissions (« quotas ») de façon gratuite ou payante. Les installations sont autorisées, jusqu'à cette limite, à échanger des quotas d'émission selon leurs besoins.

Toutes les installations ne sont pas éligibles au système de quotas. Seules les installations de certains secteurs (les installations des secteurs de la production d'énergie, de la production et du traitement des métaux ferreux, l'industrie minérale – ciment, céramique, verre – et la production de papier et cellulose) atteignant un seuil de production et d'émission minimal, défini secteur par secteur par la directive 2003/87/CE, sont concernées.

En cas de cessation d'activité ou de passage en-dessous des seuils d'éligibilité, les installations sont exclues du système d'échange de quotas. Elles doivent alors restituer leurs quotas. En cas d'extension d'activité ou de création nouvelle, il est prévu une réserve dite « nouveaux entrants » (RNE), gérée par chaque État-membre jusqu'en 2012.

La mise en œuvre du SCEQE a eu lieu en trois phases successives, la dernière venant à peine de commencer.

La première période (2005-2007) a servi de phase pilote. Les quotas ont été distribués de manière gratuite pour la plupart (99 %), sur la base des émissions passées des installations industrielles. Le niveau réel des émissions couvertes par le système était mal connu au départ, du fait de l'absence de comptabilisation préexistante. Par ailleurs, il était impossible de conserver des quotas non utilisés pour la phase suivante. Les quotas excédentaires n'ayant plus de valeur après 2007, leur prix a logiquement chuté à des niveaux quasi-nuls dès lors qu'il est apparu qu'il y avait plus de quotas disponibles que d'émissions à couvrir sur la fin de période.

La période II (2008-2012) correspond à la période d'engagement du protocole de Kyōto. Trois modifications majeures ont été introduites. D'abord la quantité de quotas alloués a été réduite de 10 %, tout en conservant le principe d'une allocation essentiellement gratuite (96 % des quotas). Ensuite, les quotas non utilisés ont été autorisés à être conservés pour plus tard (dispositif dit de *banking*), apportant une incitation supplémentaire à réduire les émissions. Enfin, il est devenu possible d'utiliser des quotas issus de mécanismes de projets Kyōto, jusqu'à un montant correspondant à 13,5 % de l'allocation en moyenne. En 2012, le système européen d'échange de quotas a été élargi aux émissions des compagnies aériennes au cours de leurs vols européens.

Période III (2013-2020) : en avril 2009, l'Union européenne a adopté officiellement le paquet législatif dit « paquet énergie-climat » qui l'engage unilatéralement à réduire de 20 % ses émissions entre 1990 et 2020. Le marché de quotas doit jouer un rôle primordial pour atteindre ces objectifs à moindre coût. En matière d'allocation, le plafond de quotas distribués, défini au plan communautaire, se réduit progressivement pour être ramené à 21 % en dessous du niveau de 2005 en 2020. De plus la quasi-totalité de l'allocation des quotas au secteur de la production d'électricité s'effectue par mise aux enchères dès 2013 ; les autres secteurs reçoivent une part croissante de leurs quotas par enchères, sauf s'ils sont considérés comme étant soumis à une compétition internationale. Dans ce cas, leur allocation reste gratuite mais basée sur des facteurs de référence (*benchmarks*). La couverture du marché est élargie aux émissions de gaz non CO_2 de l'industrie chimique et de la transformation d'aluminium. Le CO_2 stocké de manière durable dans des réservoirs géologiques peut de plus être exempté de l'obligation de restituer des quotas. Enfin la surveillance du marché est accrue et centralisée, la traçabilité des quotas étant renforcée par la mise en place d'un registre unique se substituant aux 27 registres des États membres.

Le SCEQE a connu des débuts difficiles.

D'abord, la sécurité et la fiabilité du système ont été remises en cause dès la phase I par une fraude massive à la TVA pour une perte estimée à 1,6 milliard d'euros par la Cour des comptes. La justice suit son cours : plusieurs mises en

examen ont été annoncées en janvier 2014. La Commission européenne a pris plusieurs mesures dans le sens d'une plus grande fiabilité. La migration vers un registre européen est de nature à sécuriser le dispositif et la proposition de la Commission européenne de sortir les petits exploitants aériens du système devrait limiter davantage les risques de blanchiment.

Ensuite, il est désormais avéré que la grande liberté laissée aux États membres dans le calcul des allocations de quotas en phase I a conduit à l'effondrement du prix du carbone ; les correctifs apportés en phase II (non reconduction des quotas alloués en phase I et réduction de 10 % des nouvelles allocations) n'ont pas produit leurs effets en raison de la baisse de l'activité causée par la crise économique.

Enfin, l'irruption des gaz de schiste sur le marché mondial de l'énergie a encore accru la baisse du prix du carbone de façon inattendue.

Le mauvais calibrage de la réserve « nouveaux entrants »

La dotation de la réserve « nouveaux entrants » (RNE) – 13,7 millions de tonnes de CO_2 pour 2008-2012 – s'est rapidement épuisée. En 2010, l'État a donc racheté des quotas pour doter les installations nouvelles. Afin de financer l'achat de ces quotas supplémentaires, il a été décidé, en 2012, de prélever une taxe exceptionnelle sur les entreprises soumises au SCEQE pour redistribuer l'excès de quotas dont elles avaient bénéficié. La Cour des comptes réitère les critiques déjà formulées dans son analyse de l'exécution budgétaire 2012 consacrée au compte de commerce « gestion des actifs carbone » : le choix de ne pas avoir affecté le produit de la taxe RNE au compte de commerce rend peu transparent le suivi des actifs carbone de l'État. Au total, le coût pour l'État de l'abondement de la RNE se monte à 95,2 millions d'euros pour 2012-2013. La Cour critique la décision de ne pas reconduire la taxe RNE en 2013 dès lors que le raisonnement qui avait présidé à son adoption pour 2012 demeurait valable en 2013. Ce choix revient *in fine* à faire supporter par le budget général le coût des quotas attribués en surnombre aux installations durant la phase II du SCEQE.

2. Un impact difficile à évaluer à ce stade

La Cour des comptes reste très prudente dans son évaluation de l'efficacité du SCEQE ; elle rappelle que la phase III vient de commencer et que toute évaluation du SCEQE est, à ce stade, prématurée.

La question de l'impact du SCEQE sur la compétitivité des entreprises a été longuement débattue. La fixation d'un prix du carbone trop élevé risque en effet d'avantager la concurrence extra-européenne sur les produits concernés, d'inciter à la délocalisation de certaines activités particulièrement émettrices de carbone et donc de favoriser des « fuites » carbone vers des pays moins soucieux de réglementations climatiques, en diminuant l'efficacité globale de la lutte contre le changement climatique. La prise en compte de ce risque avait abouti à une allocation presque entièrement gratuite des quotas en phases I et II, pour laisser aux industries européennes le temps de s'adapter à une perte de compétitivité librement consentie et proportionnée, en phase III. Dans le souci que la perte de

compétitivité soit strictement proportionnée aux objectifs, la phase III doit donc s'accompagner de deux dispositifs :

– la possibilité pour les installations de certains secteurs « exposés à un risque important de fuites de carbone » de recevoir jusqu'en 2020 des quotas gratuits ;

– la possibilité, pour les États membres, d'aider financièrement certains secteurs à forte intensité énergétique.

En tout état de cause, la Cour des comptes considère que l'impact du passage à la phase III devrait être faible sur la compétitivité des installations concernées, notamment en raison du surplus de quotas accumulés en phase II. La question du prix du carbone et de son impact sur la compétitivité demeure néanmoins posée à moyen terme. Mais le manque d'analyses sur la sensibilité des différents secteurs au prix du carbone ne permettrait pas, à l'heure actuelle, de cibler efficacement les dispositifs censés préserver la compétitivité. La Cour cite une étude du *Boston Consulting Group* conduite en 2008 à la demande de la Fédération européenne du ciment (Cembureau) qui proposait une carte mesurant l'impact de la concurrence méditerranéenne sur l'activité cimentière. Sans surprise, les zones de production côtières, plus sensibles à la concurrence du ciment importé par voie maritime, apparaissent les plus menacées. Cette étude mériterait d'être complétée par d'autres, dans les secteurs concernés, selon la Cour.

3. Le défi de la phase III : lutter contre le surplus de quotas

La faiblesse actuelle du prix du carbone est problématique : elle freine l'innovation et les investissements de long terme et conduit à privilégier le recours au charbon, devenu moins cher depuis la découverte des gaz de schiste aux États-Unis. Si le coût optimal de la tonne de carbone fait largement débat, les économistes s'accordent sur le fait que sa valeur en Europe est trop faible pour rentabiliser les investissements dans des sources d'énergies alternatives et dans les projets de captation et de stockage du carbone. Mais *a contrario*, si les objectifs du paquet énergie-climat étaient atteints, s'agissant du développement des énergies renouvelables ou des projets de captation et de stockage du carbone, ces technologies concourraient à déprimer davantage le marché du carbone. La Cour des comptes en déduit que la conciliation des différentes composantes du paquet énergie-climat, parfois contradictoires, impose une grande flexibilité et une excellente réactivité, qui ne sont pas les caractéristiques premières du système actuel.

En phase III, la fixation d'un plafond désormais européen devrait améliorer la prévisibilité du système et la stabilité réglementaire. Le nouveau mode d'attribution des quotas gratuits devrait, malgré sa complexité, permettre d'éviter la surestimation à laquelle s'étaient livrés certains États-membres et diminuer la concurrence entre eux. Désormais européanisée et plafonnée, la

réserve « nouveaux entrants » verra ses besoins couverts par un montant réservé correspondant à 5 % du total des quotas gratuits alloués par la Commission européenne en phase III. Mais aucun mécanisme d'ajustement n'a été prévu en cas de ralentissement d'activité et toute aggravation de la crise accentuerait le surplus de quotas observé aujourd'hui. La Cour juge indispensable la mise en place d'un mécanisme permettant, en cas de ralentissement économique potentiellement durable, d'ajuster le plafond de quotas à la réalité de l'activité.

Les pistes de réforme avancées par la Commission européenne dans son rapport du 14 novembre 2012 [(1)] relèvent, selon la Cour, davantage de mesures d'urgence que de réformes structurelles. La Cour considère que les discussions sur un nouveau paquet énergie-climat 2030 sont une occasion unique de tirer les enseignements des périodes passées. Elle estime que l'adoption d'un cadre de plus long terme (2040 au lieu de 2030) pourrait donner aux entreprises la visibilité qui leur est nécessaire pour envisager des investissements. Cette visibilité est d'autant plus nécessaire que les dates butoirs structurant actuellement le SCEQE manquent de cohérence : par exemple, la liste des entreprises considérées comme sujettes au risque de « fuite carbone » est valable jusqu'en 2014 tandis que le calendrier de mise aux enchères des quotas affiche une progression allant jusqu'en 2027, date au-delà de laquelle 100 % des quotas, hors correctifs pour raison de fuites carbone, devront être mis aux enchères.

Enfin, les risques de « fuites carbone » appelleront sans doute davantage d'harmonisation de la fiscalité énergétique européenne et une coopération accrue des États membres dans ce domaine. Au-delà des réformes du SCEQE, la Cour des comptes évoque plusieurs propositions pour lutter contre les fuites-carbone, « globaliser » la politique climatique de l'Union européenne (UE) et fixer un prix minimal du carbone :

– l'instauration d'une taxe carbone, qui n'aurait de sens qu'au niveau européen ou, à défaut, compte tenu des échecs rencontrés jusqu'ici, un mécanisme d'inclusion carbone aux frontières de l'Europe qui serait limité à des secteurs fortement carbonés, comme le ciment, par exemple ;

– une harmonisation de la fiscalité énergétique européenne qui pourrait intervenir à la faveur de la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique et qui contribuerait à fixer un prix significatif au carbone.

L'élargissement du SCEQE à l'aviation, y compris extra-européenne, constitue aussi un test pour la politique volontariste de l'Union. L'inclusion de l'aviation dans le SCEQE a été contestée par 26 États extérieurs à l'Union européenne (États-Unis, Canada, Chine, Inde, certains pays du Moyen-Orient, la Russie etc.) devant le conseil de l'Organisation de l'aviation civile internationale

(1) Les pistes de réforme envisagées par la Commission européenne sont les suivantes : faire passer l'objectif de réduction de l'Union européenne à 30 % ; retirer une certaine quantité de quotas en phase III ; réviser par anticipation le facteur annuel de réduction linéaire ; étendre le SCEQE à d'autres secteurs ; limiter l'accès aux crédits internationaux.

(OACI). Lors de sa 38e assemblée, en octobre 2013, l'OACI a proposé d'attendre 2016 pour adopter un mécanisme de marché mondial sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'aviation. Ce mécanisme entrerait en vigueur d'ici 2020. Si l'OACI ne parvient pas à faire accepter un tel système à ses membres, le problème risque cependant de ressurgir.

B. LES INDUSTRIELS ET LES EXPERTS INVITENT À ENVISAGER TOUT AJUSTEMENT AVEC PRUDENCE

La résorption du surplus de quotas observée depuis le début de la phase I est une nécessité qu'aucun intervenant n'a contestée. En revanche, les moyens de parvenir à ce rééquilibrage font débat. Les industriels comme les experts invitent à la plus grande prudence et écartent toute idée d'une régulation discrétionnaire des surplus de quotas de carbone.

1. La nécessité d'un objectif ambitieux

De l'avis des experts entendus, le bas prix du carbone constaté aujourd'hui n'est pas en lui-même le signe d'un dysfonctionnement. Il est la résultante normale de la confrontation de l'offre et de la demande de quotas de carbone et la traduction de la baisse d'activité en Europe. M. Geoffrey Célestin-Urbain, chef du bureau environnement – agriculture à direction générale du Trésor, a rappelé qu'un système d'échange de quotas de carbone reposait sur une certitude du résultat environnemental mais une incertitude sur les coûts, à la différence d'une taxe qui fixerait un prix, un coût au carbone, sans certitude sur le résultat environnemental.

Le faible prix du carbone observé actuellement refléterait un des atouts du système, qui fonctionne de manière contra-cyclique. En période de crise, de hausse du chômage et de baisse de l'activité économique, le prix du carbone est bas, ce qui est favorable aux entreprises émettrices ou consommatrices d'électricité. Si le prix du carbone était relevé, une « double peine » serait subie par les secteurs déjà affectés par la crise.

Selon M. Benoît Leguet, directeur de la recherche à la CDC-Climat, ce faible prix de la tonne de carbone traduit un manque d'ambition politique au niveau européen. De l'avis général, un objectif clair et ambitieux à horizon 2030 est indispensable pour relever le prix du carbone et donner une visibilité propice aux investissements.

Les propositions pour 2030 de la Commission européenne sont donc vues de manière positive. La Commission a en effet retenu un objectif quasiment unique de réduction des gaz à effet de serre de 40 % décliné en un objectif de réduction de 43 % pour les secteurs visés par le système communautaire d'échange de quotas d'émissions. Comme l'a souligné M. Célestin Urbain, l'objectif 2030 de la Commission devrait agir comme un signal politique et devrait permettre de redynamiser le marché du carbone. Jugé indispensable par la

direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), l'affirmation de cette ambition de long terme est la seule solution opportune pour la CDC-Climat.

2. Les risques d'une régulation discrétionnaire des surplus de quotas de carbone

Outre la fixation d'une nouvelle ambition européenne, plusieurs pistes ont été évoquées pour ajuster le système en cas de ralentissement de l'activité économique. Mais l'idée d'un mécanisme de régulation conjoncturelle du prix du carbone ne fait pas l'unanimité ; elle semble contradictoire avec les principes qui régissent le fonctionnement du SCEQE et pourrait être contreproductive.

Selon M. Leguet (CDC-Climat), approuvé par M. Célestin-Urbain (Trésor), le gel des quotas (ou *back loading*) est théoriquement neutre du point de vue du marché, à moins que les acteurs n'y voient un prélude à l'annulation définitive de quotas. Dans cette dernière hypothèse, le système d'échange européen changerait de nature. Selon M. Leguet, qui n'a pas approuvé le parallèle entre économie du carbone et économie monétaire, un système de « banque centrale » ne constitue pas la solution. Un mécanisme trop discrétionnaire entraînerait une volatilité du cours du carbone qui serait préjudiciable aux investissements.

Mme Croguennec (DGEC) a mis en avant certaines pistes explorées par la Commission européenne, et notamment la mise en place d'une régulation par les prix, par l'instauration d'un prix plancher et/ou plafond. Une intervention sur les prix pourrait ainsi favoriser les investissements « bas carbone ». Les entreprises supporteraient cependant la hausse du prix du carbone. M. Célestin-Urbain (Trésor) a souligné que la Commission européenne était restée très prudente, ne proposant pas une intervention directe des autorités européennes, mais un « corridor de surplus » afin d'encadrer un minimum les surplus de quotas.

M. Jérôme Schmitt, représentant de Total, a indiqué qu'une augmentation du prix du carbone ne constituerait pas la solution au faible développement des projets de capture et de stockage du carbone (CSC). En raison de limites d'ordre géologique, aucun grand projet de CSC n'est possible en France. Or, aucune technologie efficace ne permet aujourd'hui de transporter du CO_2 sur de longues distances. Du reste, la France n'aurait que peu de carbone à stocker ; c'est l'Allemagne et la Pologne qu'il conviendrait « d'aider », selon M. Schmitt. Les projets de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui propose la mise en place de capacités de stockage de l'ordre de 8 milliards de tonnes de CO_2 par an à l'horizon 2050, sont donc irréalistes. L'industrie pétrolière a une production de l'ordre de 11 milliards de tonnes équivalent pétrole par an, pour un investissement d'environ 700 milliards de dollars par an. Or, un investissement de plus de 500 milliards de dollars par an serait nécessaire afin d'arriver aux objectifs fixés par l'AIE. L'utilité directe des techniques de captage et stockage du carbone, qui demandent des investissements colossaux, pour des zones de stockage éloignées (l'Allemagne et la Pologne étant les deux pays les plus émetteurs de CO_2) est donc

limitée. Pour autant, Total poursuit ses investissements dans le souci d'être en pointe sur ce secteur et de se positionner dans les pays particulièrement émetteurs de CO_2.

Enfin, M. Leguet (CDC-Climat) a préconisé des mécanismes alternatifs susceptibles d'éviter un surplus trop important de quotas en circulation. Un système de « quotas fondants » pourrait être mis en place. La valeur d'un quota diminuerait ainsi au court du temps (s'il valait une tonne hier, il en vaudra un peu moins aujourd'hui). Un facteur de réduction linéaire, ou encore un « plafond roulant » révisé périodiquement mais avec une ambition de long terme, pourraient également être adoptés. Une telle révision du plafond à moyen terme est ainsi proposée pour le futur système d'échange de quotas devant voir le jour en 2015 en Australie. (1)

3. La compétitivité carbone des entreprises en débat

En plus d'infliger une « double peine » aux entreprises en période de crise, les industriels estiment qu'un relèvement rapide du prix du carbone pourrait avoir des effets paradoxaux. Faute d'alternative au charbon clairement identifiée, la « recarbonation paradoxale » observée par la Cour des comptes pourrait s'accentuer. À cet égard, M. Schmitt (Total) a évoqué l'exemple de l'*Energiewende* allemande. Si l'Allemagne a considérablement développé sa production d'énergies renouvelables, elle a dû mettre en place en parallèle de nombreuses centrales, dites de « *back up* », fonctionnant au charbon, et de ce fait, fortement émettrices de CO_2. Une forte augmentation du prix du carbone dans le contexte actuel enverrait un signal prix tout à fait délétère aux fournisseurs de gaz basés en Europe de l'Est et en Russie, lesquels en profiteraient, selon M. Felzinger (Uniden), pour accroitre leurs marges, au détriment des consommateurs européens. En effet, si l'on augmente les prix du CO_2 afin de favoriser l'utilisation de centrales de *back up* fonctionnant au gaz, la demande de gaz est stimulée sans que les fournisseurs n'aient aucun effort à faire en termes de prix. Cela ne ferait qu'accélérer le processus de désindustrialisation européenne, selon M. Felzinger.

Le risque des « fuites carbone » existe même s'il ne s'est pas réalisé à ce jour. Il est inhérent aux limites géographiques du SCEQE bien que son ampleur reste difficile à évaluer faute d'études sur la sensibilité carbone des secteurs et des territoires. D'après M. Felzinger (Uniden), faire remonter artificiellement les prix du CO_2 dégraderait davantage l'empreinte carbone globale de l'Union européenne. Les entreprises délocaliseraient leurs activités les plus émettrices hors de l'UE, ce qui serait dommageable pour l'emploi et le climat.

L'idée d'un mécanisme d'inclusion carbone (MIC) aux frontières de l'UE, autrement dit d'une « taxe carbone aux frontières », suscite beaucoup d'interrogations

---

(1) Le système australien d'échange de quotas d'émissions, devant remplacer l'actuelle taxe carbone à compter du 1er juillet 2015, verra son plafond d'émissions fixé sur 5 ans glissants, en tenant compte d'un objectif de réduction à plus long terme (PointClimat, 15 mai 2012, CDC Climat).

concrètes. Si un effort technique important a déjà été fourni par la France pour rendre ce projet crédible, un gros travail de conviction reste à faire, selon M. Leguet (CDC-Climat). Une telle politique représente en effet tant un défi politique qu'un risque juridique, le projet de MIC devant être accepté par l'Organisation mondiale du commerce (OMC). Un rapport publié en 2009 par l'OMC et le programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) [(1)] laisse entendre qu'un tel mécanisme serait possible. Néanmoins, le débat n'est pas complètement tranché, l'OMC n'ayant pas explicitement approuvé le MIC. Les intervenants ont jugé dans l'ensemble que cette solution est peu réalisable à court et moyen terme.

En conséquence, si une régulation par les prix devait être adoptée, M. Schmitt (Total) a préconisé l'octroi de subventions aux industriels sur le modèle allemand, afin d'alléger la charge pesant sur les entreprises qui bénéficient de subventions financées sur fonds publics. En principe, les taxes environnementales doivent être neutres pour la compétitivité et leur produit intégralement reversé aux entreprises, suivant des critères environnementaux. La nouvelle coalition allemande prévoit néanmoins une baisse de ces subventions et une réforme de la loi sur les énergies renouvelables. Le gouvernement allemand a aussi approuvé en janvier 2014 des réductions sur l'abattement des prix de l'énergie pour les entreprises.

V. VERS DES COMPORTEMENTS PLUS SOBRES EN CARBONE ?

Pour nécessaire qu'elle soit à la transition énergétique, l'évolution des comportements ne fait pas l'objet d'un traitement spécifique dans le rapport de la Cour des comptes, qui l'aborde de façon transversale, à travers la problématique de l'acceptabilité sociale et de la conduite du changement.

C'est pourquoi les rapporteurs ont réuni plusieurs experts et parties prenantes au sein d'une table ronde intitulée *« Comment changer les comportements pour favoriser une consommation plus sobre en carbone ?»*, qui a mis en évidence les injonctions paradoxales auxquelles sont soumis les individus ainsi que la nécessité de nouvelles approches pour leur permettre de s'approprier davantage la transition énergétique et écologique.

A. L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE : UN CONCEPT FLOU

La question du comportement des citoyens est abordée à diverses reprises dans le rapport de la Cour. D'une part, elle estime que l'acceptabilité sociale est un enjeu essentiel pour le développement des innovations nécessaires à la transition énergétique et qu'il convient de l'évaluer. D'autre part, elle montre que la lutte contre le changement climatique devrait s'accompagner de plusieurs changements significatifs de comportements, qu'il convient d'accompagner.

---

(1) Commerce et changement climatique, PNUE-OMC, 26 juin 2009.

1. Réduire les incertitudes pour gagner la confiance des citoyens

Concept dont la définition s'avère malaisée, l'acceptabilité sociale désigne, dans le rapport de la Cour, un ensemble de freins au changement ou aux évolutions technologiques formés par tout ou partie de la population.

C'est, par exemple, un frein supplémentaire au déploiement des projets de captage et de stockage du carbone (CSC) à court terme : « *Le principal risque d'un projet de CSC consiste en une fuite massive de CO_2 lors des différentes étapes du processus. Or, si les risques liés au captage et au transport s'apparentent aux risques industriels classiques, assez bien connus des acteurs et diffèrent assez peu de ceux des installations classées, les risques liés au stockage touchent à des questions d'acceptabilité sociale, en particulier du fait de la longue durée.* » Ici, le risque objectif, avéré, se double d'un problème de crédibilité : l'acceptabilité sociale est obérée par un manque de confiance dans la capacité d'une entreprise à maîtriser des risques dans la durée. Elle varie suivant les pays : ainsi, la Cour indique qu'on ne relève pas de problème d'acceptabilité sociale des projets de CSC au Royaume-Uni.

L'acceptabilité sociale entre en compte dans la décision de réaliser un investissement. La Cour des comptes considère qu'elle peut s'avérer dirimante : « *au-delà des incertitudes techniques et de l'ampleur de l'effort financier que la collectivité devra consentir, il est d'autres défis à relever. Défi, d'abord, de l'acceptabilité sociale : celle des effets pratiques de la transition, par exemple, d'avec une interconnexion accrue, qui suppose la création de nombreuses lignes à très haute tension supplémentaires. Celle aussi liée à une défiance de l'opinion vis-à-vis du nucléaire, encore aggravée depuis l'accident de Fukushima...* »

La Cour des comptes souligne aussi que « *l'acceptabilité sociale* [des] *conséquences pratiques du développement des EnR – la création de lignes supplémentaires, notamment à très haute tension, l'effacement de la demande - reste à vérifier, alors même qu'elle en est l'une des conditions.* » Le souci de préserver des paysages pourrait rendre intolérable le déploiement de lignes à haute tension tandis que l'effacement de la demande renvoie aux habitudes, aux droits acquis, à l'équilibre entre droits individuels et collectifs. Autre exemple : le recours aux *smart grids* interroge les rapports entre individu et collectif mais aussi des enjeux plus vastes de protection de la vie privée et des données personnelles : « *le changement de paradigme qu'elles* [ces nouvelles technologies] *impliquent nécessite à la fois un esprit de mutualisation chez les consommateurs, mais aussi une intrusion de ces technologies dans leur vie* ». La Cour cite aussi plusieurs études analysant les conséquences de la transition énergétique sur l'emploi : « *est ainsi soulignée la nécessité d'une politique très active de reconversion, de formation professionnelle et d'accompagnement des personnes concernées, cela pose aussi très directement la question des conditions de l'acceptabilité sociale d'une telle transition.* »

Derrière le terme d'acceptabilité sociale coexistent donc plusieurs problématiques : la gestion des risques avérés, l'appréhension des risques incertains, la perception des risques par les non experts, le maintien des droits acquis, l'équité, la justice sociale, la crédibilité des mesures de protection et de la réglementation, l'efficacité de la politique de l'emploi. Les réponses qu'appelle une faible acceptabilité sociale sont aussi multiples : approfondissement de la recherche, information et transparence sur les risques, mesures de précaution, innovations technologiques, rénovation de la gouvernance, définition de normes réglementaires, mesures d'accompagnement et de redistribution…

Le rapport de la Cour des comptes invite à mieux évaluer l'acceptabilité sociale. Il importe surtout d'en identifier les différentes composantes pour y apporter des réponses adaptées. La suspension de l'écotaxe kilométrique sur les poids lourds a récemment donné la mesure des risques encourus.

2. Accompagner le changement et sensibiliser les citoyens

La conduite du changement ne semble pas être le point fort de la mise en œuvre du paquet énergie-climat. Tous les scénarios français de réduction des émissions de gaz à effet de serre reposent sur une perspective de réduction de la consommation d'énergie. De telles économies d'énergie supposent néanmoins de profonds changements dans les comportements. Ces changements doivent bien sûr être possibles et pensés en amont, ce qui ne semble pas toujours être le cas selon la Cour.

Ainsi, à propos du scénario 2030-2050 élaboré par l'Ademe, la Cour des comptes note que « *le scénario postule deux changements radicaux de comportement : une inversion de la composition du parc de logements (la part des maisons individuelles passerait de 60 % aujourd'hui à 40 % en 2050) et une réduction de 20 % de la surface de bureaux par employé. La première tendance va à l'encontre de la préférence collective des Français depuis plusieurs dizaines d'années pour les maisons individuelles. La seconde tendance est une rupture dont le caractère réaliste ou non n'est pas discuté dans les documents de l'Ademe. Elle nécessiterait un fort développement du télétravail. Or le scénario de l'Ademe ne semble pas incorporer l'augmentation moyenne de la surface des logements, pour y systématiser les zones de bureaux, que rendrait nécessaire cette hausse massive du télétravail.* »

En outre, les changements demandés doivent être pertinents et adaptés, car les comportements « *sont eux-mêmes singulièrement différenciés selon les niveaux de vie et les habitus sociaux* ». La Cour relève que l'Ademe propose une modification significative du modèle alimentaire. Son scénario suppose : une diminution de la valeur calorique journalière de 3 500 kcal/jour à 2 700 kcal/jour ; une diminution de la part des aliments à fort impact carbone (viande, œufs, poissons) ; une évolution forte de nos modes de consommation alimentaire avec la baisse des pertes évitables, du gaspillage alimentaire, le développement des circuits courts, de la consommation de saison et de l'autonomie territoriale là où

elle est réalisable. La Cour estime que « *le changement de contenu assez drastique de la ration alimentaire qui est postulé supposera de veiller à son acceptabilité. Le levier identifié dans ce domaine reste le lien entre régime alimentaire et préoccupations de santé et de qualité des produits.* » En d'autres termes, les préoccupations environnementales pourraient rejoindre les préférences des consommateurs et leurs préoccupations concernant leur santé et leur bien-être, association que la Cour recommande de promouvoir.

B. RENFORCER L'AUTONOMIE DES CITOYENS

Sur la base du constat plutôt critique de la Cour des comptes, les rapporteurs ont interrogé plusieurs experts et responsables associatifs au cours d'une table ronde sur les moyens de promouvoir des modes de consommation ou des comportements plus sobres en carbone.

Il ressort de ces débats que le modèle traditionnel de la campagne de communication verticale a fait long feu. Il n'est d'ailleurs pas exempt de contradictions. En outre, les incitations financières, en plus d'être coûteuses pour le contribuable, ne sont pas toujours suffisantes. Il importe avant tout de créer les conditions du changement de comportement.

1. Lever les freins aux changements de comportement

La nécessité de créer un « environnement facilitant » pour les changements de comportements est le premier enseignement de la table ronde animée par les rapporteurs. Avant de mettre en place des incitations financières et de lancer des campagnes de communication, il est indispensable de lever les freins aux changements de comportements.

Comme l'a souligné Mme Laurence Sellincourt, conseil en prospective et management des transformations au sein du cabinet de sociologie et de prospective Chronos, l'individu est soumis à des injonctions contradictoires. Il est placé dans une situation de dépendance à l'énergie qu'il n'a pas choisie : toutes ses activités, tous ses biens sont énergivores. La philosophie du développement durable contrevient à la norme consumériste. Considéré avant tout comme un consommateur ultra-rationnel et parfaitement informé, l'individu voit peser sur lui la charge d'une évolution des comportements et des modes de vie sur la base de signaux très faibles. Les messages qui lui sont adressés par les pouvoirs publics sont tout aussi contradictoires : il doit être persuadé que les économies d'énergies sont indispensables à la transition énergétique mais on lui laisse entendre que la société de progrès finira par trouver une solution permettant de fournir une énergie illimitée et propre.

Les incitations financières se heurtent à des limites, comme des freins matériels, économiques et souvent un manque d'information concrète. Par exemple, il peut être difficile de coordonner les différents artisans intervenant dans

la réalisation d'un « bouquet de travaux » éligible au crédit d'impôt développement durable (CIDD). Les ménages concernés par la précarité énergétique sont rarement enclins à se reconnaître dans cette situation. [(1)] Dans ces conditions, Mme Virginie Schwarz, directrice générale déléguée de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), a plaidé en faveur d'un d'une approche globale, d'un « environnement facilitant », par la levée des différents freins. À titre d'exemple, il serait inutile de promouvoir l'utilisation de transports en commun en zone rurale en l'absence d'offre ; une telle démarche ne ferait que démobiliser les habitants. Un travail en amont doit ainsi être effectué, avant même d'avoir recours à des campagnes de communication. L'accompagnement des particuliers, la mise en place de dispositifs de formation professionnelle ou encore la facilitation des démarches sont autant d'outils qui devraient être renforcés.

Les mesures fiscales (taxes ou crédit d'impôts) ont été qualifiées de « signaux brutaux » par M. Nicolas Mouchino, représentant de l'UFC Que-choisir. Modifiée en permanence, d'application souvent immédiate, la fiscalité s'applique au consommateur sans lui laisser le temps de réorienter sa consommation de manière efficace. Et rien n'est fait pour réduire sa captivité à l'égard de son mode de chauffage ou de transport.

Plusieurs changements de comportement à long terme ont des conséquences en termes de justice sociale. Certaines mesures peuvent avoir un impact négatif et générer des résistances car une partie de la population les jugera injustes. Mme Sellincourt a ainsi évoqué la question du parc automobile. Les voitures les plus polluantes sont détenues par les ménages aux plus bas revenus. Sans une politique de l'aménagement du territoire adéquate, le développement du télétravail et la « démobilité » peuvent renforcer la précarité et l'isolement. Mais comme l'a souligné M. Nicolas Mouchino, la réduction de la consommation d'énergie par la rénovation thermique des logements ou encore le covoiturage facilitent la maîtrise de leur budget par les ménages. Les comportements sobres en carbone ne sont donc pas nécessairement plus coûteux. C'est d'ailleurs lorsque l'avantage économique apparaît le plus clairement que le changement est le plus rapide. À cet égard, le succès récent des solutions de covoiturage, facilité par les nouvelles technologies, est tout à fait exemplaire. Les comportements ont évolué rapidement sans incitation fiscale ou réglementaire. Selon la directrice de l'Ademe, il faut combiner plusieurs arguments pour mobiliser les individus. Les motivations des Français sont en effet le plus souvent liées à leur santé, aux questions financières, à la sphère personnelle et familiale.

De façon générale, Mme Sellincourt et M. Mouchinot ont regretté un manque d'analyses sur les impacts économiques et sociaux de la transition énergétique ou encore sur les moteurs d'implication des individus (cognitifs, affectifs, conatifs). Ces analyses permettraient un emploi plus efficace des finances publiques en permettant de trouver un équilibre entre obligation,

(1) Voir supra *II.*

incitation financière et sensibilisation. Pour être acceptable, un changement doit être annoncé, prévisible, réalisable et ne doit pas générer d'exclusion.

2. Donner la maîtrise de l'information

La disponibilité de l'information est un enjeu-clé de la transition énergétique. Elle est indispensable pour convaincre les individus et les rendre autonomes. Or, de nombreuses critiques ont été formulées au cours de la table ronde sur sa qualité, son exhaustivité et sa neutralité.

L'étiquetage énergie des appareils domestiques est jugé obsolète, en dépit de la nouvelle directive européenne adoptée en 2010. (1) Grâce aux progrès réalisés par les constructeurs et faute d'une refonte globale des classes de consommation d'énergie, tous les appareils électro-ménagers sont désormais notés « A » voire « A+ » ou « A+++ ». Il en résulte une mauvaise valorisation des innovations les plus économes et un signal décrédibilisé auprès des consommateurs.

L'UFC Que-choisir a aussi évoqué la problématique des « coûts cachés » à propos du développement du chauffage électrique. Le développement massif de ce mode de chauffage représente un coût supporté par tous les consommateurs d'électricité quel que soit leur mode de chauffage. L'électricité ne pouvant être stockée, afin de répondre à la demande lors des pics de consommation, « *la taille du parc de production a dû être doublée* ». Ces surcoûts représentent même une double peine pour les ménages qui ne se chauffent pas à l'électrique. Ils sont « *presque invisibles* » selon l'association, tandis qu'« *ils seront mis en lumière avec les augmentations tarifaires très douloureuses pour les ménages se chauffant à l'électricité consécutives à l'application de la loi Nome qui ajuste les prix aux usages, marqués par une envolée des prix de 50 % d'ici 2020*. » (2)

Les diagnostics de performance énergétique (DPE) ont aussi été critiqués. Bien que les pouvoirs publics rappellent régulièrement que l'étiquette énergie des logements est purement théorique et indicative, qu'elle ne tient pas compte de la consommation réelle des occupants, le DPE a vocation à jouer un rôle dans la fixation du prix d'un bien immobilier et à encourager la réalisation de travaux. Dans ces conditions, les propriétaires et les acquéreurs sont très critiques envers

---

(1) Directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil européen. L'étiquetage énergétique ne concerne plus seulement les produits utilisateurs d'énergie mais s'étend aux produits liés à l'énergie (ex. double-vitrages, isolants thermiques). L'étiquette a été entièrement renouvelée par l'introduction de symboles graphiques à la place des éléments linguistiques (pour être comprise partout) et par l'ajout de 3 classes supplémentaires A+, A++ et A+++ pour tous les appareils (auparavant, seuls les appareils de réfrigération pouvaient être A+ ou A++). Les flèches de couleur restent, le vert foncé indiquant la classe la plus performante. Le rouge seul peut être multiplié, l'échelle peut être révisée lorsqu'une proportion importante de produits sur le marché intérieur atteint les 2 classes supérieures et que des économies supplémentaires peuvent être réalisées.

(2) « Coûts cachés du chauffage électrique Les "grille-pains" occasionnent des tartines de surcoûts pour l'ensemble des consommateurs ! », communiqué du 27 novembre 2012 sur le site Internet de l'association : http://www.quechoisir.org

cet étiquetage, dont l'ergonomie et la simplicité leur semblent obtenues au détriment de la qualité de l'information. (1)

À cette demande d'une information exhaustive et de qualité s'ajoute un souhait d'être mieux accompagné par des médiateurs indépendants, c'est-à-dire de pouvoir disposer d'une information simplifiée mais avec des garanties sur sa neutralité. Le manque de confiance relevé à propos des diagnostiqueurs, opérateurs du DPE, caractérise aussi les fournisseurs d'énergie. Plusieurs associations, à l'instar de Négawatt, considèrent qu'ils limitent leur distribution de services économes en énergie. *A contrario*, les Espaces Info-Énergie (EIE) ont été cités comme un exemple de bonne pratique. Ces espaces, qui renseignent gratuitement le grand public sur les réflexes simples à adopter et les solutions à mettre en œuvre afin de réduire sa consommation d'énergie et de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre depuis maintenant treize ans, n'ont pas d'assise légale, ce qu'a regretté M. Raphaël Claustre, directeur du comité de liaison Énergies renouvelables (Cler) et représentant de l'association Négawatt. Sur ce modèle, l'UFC Que-Choisir a proposé qu'un tiers indépendant soit chargé de coordonner l'intervention des artisans dans le cadre des rénovations des logements. Cet interlocuteur unique devrait être responsable en cas de problème. C'est un service que proposent déjà nombre d'entrepreneurs et de cabinets d'architecte, a rappelé la directrice de l'Ademe, mais pour un coût supplémentaire que les ménages ne sont pas toujours prêts à supporter.

Les technologies numériques constituent une opportunité pour la transition énergétique. Les communautés d'utilisateurs constituent de petites entités délibératives qui peuvent assurer un travail de médiation et d'apprentissage à partir d'une information de qualité. En s'appuyant sur les nouvelles technologies, des dispositifs d'information sur la consommation d'énergie et la formation d'une communauté ludique autour des économies d'énergie, l'Ademe encourage l'initiative « Familles à énergie positive » : un concours d'économies d'énergie entre familles. Mmes Sellincourt et Schwartz ont toutefois mis en garde contre une interprétation simpliste des bons résultats obtenus : le simple apport d'information ne suffit pas à changer les comportements. Encore faut-il que les freins au changement aient été correctement identifiés et réduits et que l'information soit parlante pour les individus.

Plusieurs intervenants ont alerté les rapporteurs sur les enjeux de l'ouverture des données (*open data*). Alors que les nouvelles technologies permettent l'émergence de communautés d'utilisateurs susceptibles de produire eux-mêmes des services d'information, les entreprises productrices des données de consommation ont obtenu de pouvoir commercialiser ces données. M. Nicolas Mouchino et Mme Virginie Schwartz ont évoqué un corpus juridique faible et des occasions manquées. Le cas du compteur Linky serait exemplaire. Ce compteur, qui équipera 35 millions de foyers d'ici à 2020, transmettra uniquement des informations sur le volume d'énergie consommé tandis que l'Ademe avait plaidé

---

(1) Voir supra *II.*

pour une information complète, formulée en euros, directement compréhensible par les ménages et disponible sur le lieu de consommation. L'information sur les prix devra finalement être transmise parallèlement, par le bais de « *box* » distribuées par les fournisseurs d'énergie. Le consommateur se verra obligé de payer un abonnement afin de connaître les prix de l'énergie, tandis que les fournisseurs d'énergie garderont la mainmise sur le système, au détriment de l'innovation, selon l'UFC Que-choisir. Pour l'Ademe, on est *« passé à côté d'une opportunité de faire passer la maîtrise de l'énergie chez tous les Français. »*

AUDITION DE M. DIDIER MIGAUD, PREMIER PRÉSIDENT DE LA COUR DES COMPTES

Lors de sa séance du 16 janvier 2014, le Comité entend M. Didier Migaud, Premier président de la Cour des comptes, sur l'évaluation de la mise en œuvre du paquet « énergie-climat » de 2008 en France, réalisée par la Cour des comptes à la demande du Comité.

M. le président Claude Bartolone. Nous sommes heureux de recevoir M. Didier Migaud qui va nous présenter la contribution de la Cour des comptes à l'évaluation de la mise en œuvre du paquet énergie-climat. Je vous rappelle que nous avons décidé de réaliser cette évaluation à la demande du groupe écologiste et que nous avons demandé l'assistance préalable de la Cour des comptes.

Le Premier président de la Cour est accompagné de M. Christian Descheemaeker, président de la formation interchambres chargée de cette évaluation, et de MM. Arnold Migus et Jacques Rigaudiat, conseillers-maîtres, qui en ont été les rapporteurs généraux.

Cette audition est ouverte à la presse, et je vous rappelle que nos deux rapporteurs sont M. François de Rugy, pour la majorité, et M. Jean-Jacques Guillet, pour l'opposition. Ils seront accompagnés dans leurs travaux par un groupe de travail désigné par les commissions concernées et composé de M. Julien Aubert et de Mmes Sabine Buis, Marie-Hélène Fabre et Catherine Quéré.

M. Didier Migaud, Premier président de la Cour des comptes. Je suis heureux de vous présenter le rapport que votre Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques a demandé à la Cour le 6 novembre 2012, au titre de l'article L. 132-5 du code des juridictions financières. Ce rapport a pour objet « la mise en œuvre par la France du paquet énergie-climat de 2008 ». Il constitue, avec le rapport sur le réseau culturel extérieur de la France, l'une des deux contributions que la Cour s'était engagée à apporter au CEC pour l'année 2013. Celle-ci se réjouit de travailler, pour l'année 2014, sur deux sujets : le développement des services à la personne et la politique de la douane en matière de lutte contre la fraude et les trafics.

L'expression « paquet énergie-climat » regroupe, vous le savez, un ensemble de textes européens adoptés en 2008 : un règlement, trois directives et une décision. Ces textes constituent la politique communautaire de lutte contre le réchauffement climatique qui crée ou modifie des dispositifs et financements européens, fixe des objectifs globaux mais, pour l'essentiel, laisse à chaque État membre la responsabilité de définir des objectifs et de fixer les moyens d'y parvenir. C'est la transposition de ces textes et la bonne mise en œuvre nationale de cette politique que la Cour a cherché à analyser.

Le rapport qui vous est présenté aujourd'hui analyse l'efficience et l'efficacité des différents instruments de la politique de mise en œuvre du paquet énergie-climat. Il aborde leurs résultats et leurs impacts, mais une évaluation complète de cette politique aurait supposé, sur un champ aussi large de dispositifs et de mesures, d'interroger toutes les parties prenantes, ce qui n'a pas été possible dans le temps imparti.

Ses conditions de préparation ont fait appel, autant que possible, à des méthodes de travail qui s'inspirent de certaines pratiques évaluatives, notamment la mise en place d'un comité d'experts indépendants, spécialistes des différents aspects du sujet et la réalisation de nombreuses et riches comparaisons internationales. Ce rapport complète la production de la Cour sur le sujet des énergies, avec des enquêtes menées à la demande du Gouvernement, comme celle de janvier 2012 sur les coûts de la filière électronucléaire ou celle d'octobre dernier sur les certificats d'économie d'énergie. La Cour a également publié un rapport d'évaluation, conduit à sa propre initiative, sur la politique d'aide aux biocarburants en janvier 2012. Enfin, l'analyse qui vous est livrée s'appuie sur un rapport public thématique présenté en juillet dernier sur la politique en faveur des énergies renouvelables.

Par ailleurs, je me réjouis une nouvelle fois de la méthode de travail qui a été retenue avec les parlementaires rapporteurs. Grâce à des rencontres régulières, MM. de Rugy et Guillet ont pu être tenus informés et faire part régulièrement de leurs réactions et demandes.

Pour vous présenter le rapport de la Cour, je suis entouré de M. Christian Descheemaeker, président de la formation interchambres qui a préparé cette évaluation, et de MM. Arnold Migus et Jacques Rigaudiat, conseillers maîtres et coordonnateurs de l'enquête. Je tiens à remercier ceux qui ont contribué à ce rapport et à ses riches annexes : M. Alain Resplandy-Bernard et M. Jean-Luc Tronco, conseillers référendaires, M. Loïc Batel, rapporteur, et Mme Quitterie Martin-Vidal, assistante. J'adresse également tous mes remerciements à M. Henri Paul, conseiller maître et contre-rapporteur.

Avant de répondre à vos questions, je vous présenterai les principaux constats et recommandations de ce rapport, sous la forme de quatre messages. Le premier est que la France s'est fixé des objectifs ambitieux, sans tenir assez compte de ses spécificités propres. La France est en effet l'une des économies les moins émettrices de carbone. Le secteur des transports y est le premier émetteur de carbone et l'agriculture la principale émettrice des autres gaz à effet de serre (GES).

Le deuxième message est que les instruments communautaires de réduction des gaz à effet de serre ont pour le moment échoué. Les mesures prises au niveau national sont quant à elles foisonnantes, insuffisamment évaluées et n'ont pas la cohérence nécessaire, y compris au sein de chaque filière. La Cour

recommande de renforcer le pilotage de cette politique qui est interministérielle par nature.

Le troisième message est que les premiers résultats sont positifs, mais ambivalents, car liés en partie à une dégradation de la situation économique. Les objectifs pour 2020 sont atteignables, mais difficilement car ils supposent des investissements massifs, une priorité donnée aux économies d'énergie, et une réorientation des outils pour impliquer davantage les transports et l'agriculture. Ces efforts ne seront pas sans impact sur nos modes de vie.

Le dernier message est qu'il apparaît préférable, afin de limiter le réchauffement climatique, que les pays de l'Union européenne se fixent un objectif de réduction de leur empreinte écologique plutôt que de leurs émissions nationales.

Je reviens sur le premier message : les objectifs du paquet énergie-climat attribués à la France ne tiennent pas assez compte de ses caractéristiques propres.

La lutte contre le changement climatique a d'abord relevé d'engagements internationaux. Ceux de la conférence de Rio de Janeiro de 1992, précisés par le protocole de Kyoto entré en vigueur en 2005, visent à stabiliser les émissions à leur niveau de 1990 – objectif largement atteint pour la France. Depuis 2009, la négociation internationale a échoué à fixer des objectifs contraignants pour les États. Mais, dans un contexte qui n'était pas encore marqué par la crise économique, l'UE, dont les émissions ne représentent actuellement que 8 % du total mondial, a fait le choix de définir une politique ambitieuse et contraignante qui s'est traduite par l'adoption du paquet énergie-climat en 2008. Les différentes composantes de ce paquet forment un ensemble hétérogène visant, à horizon 2020, un triple objectif, décliné dans chaque État de façon différente : le premier est de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 – et non simplement les stabiliser. Au niveau national est évoqué un objectif plus ambitieux de diviser par quatre les émissions, à un horizon plus lointain, fixé à 2050. Le deuxième objectif européen est de faire progresser, d'ici à 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale – électricité et chaleur – pour qu'elle atteigne la proportion de 20 % – la France a accepté un objectif de 23 %. Enfin, le troisième objectif pour 2020 consiste à augmenter l'efficacité énergétique de 20 %. Ce dernier objectif est mentionné sans qu'un texte vienne le rendre contraignant pour les États. La France s'est engagée à communiquer la cible d'efficacité énergétique qu'elle vise en 2014.

La poursuite de chacun de ces trois objectifs n'est pas indépendante de celle des autres. Ces objectifs se confortent le plus souvent, par exemple lorsqu'il s'agit de faire progresser le rendement énergétique des moyens de chauffage, mais ils peuvent parfois se contrarier. Les sources renouvelables solaires et éoliennes produisent de l'électricité de façon irrégulière selon les conditions climatiques. Cette intermittence désorganise la production et la distribution d'électricité. Le développement des énergies renouvelables en Allemagne n'a pas été accompagné

d'une réflexion suffisante sur cette intermittence. Pour y faire face, et en l'absence pour le moment de moyens de stockage massif de cette énergie, il est nécessaire, à certains moments, d'avoir recours à un complément de production électrique issu de centrales thermiques au charbon ou au gaz, ou à des importations. C'est toute l'ambivalence de la politique allemande qui a, certes, fait le choix d'un développement ambitieux des énergies renouvelables, dont la production a été multipliée par six en quinze ans, en remplacement de ses capacités nucléaires, mais au prix d'une recarbonisation de son électricité.

J'en viens à la situation particulière de la France. L'émission de gaz à effet de serre peut se mesurer en termes absolus. Pour la France, on peut relever une réduction progressive dans le temps. Mais il est plus pertinent de rapporter ces émissions à la production, mesurée par le PIB. On parle alors d'intensité des émissions. Celle de la France, de 227 tonnes d'équivalent CO_2 par million d'euros de PIB, est l'une des plus faibles d'Europe : elle représente les deux tiers de la moyenne. L'économie française est donc l'une des moins carbonées d'Europe.

La principale explication est que les sources thermiques fossiles d'énergie électrique ne représentent que 9,6 % de la production électrique, dont plus de 90 % proviennent donc de sources non carbonées, nucléaires et renouvelables. La production d'électricité est entre cinq et six fois moins émettrice de carbone que celle de l'Allemagne ou des Pays-Bas, et de l'ordre de dix fois moins que celle de la Pologne ou de la Chine. Cette caractéristique, qui fait jouer à la production d'énergie un rôle d'émetteur de gaz à effet de serre bien plus faible que dans d'autres pays, a des conséquences majeures. Elle explique la moindre intensité des émissions en niveau absolu dans l'économie française, et la place plus importante que représentent, au sein de celles-ci, les émissions des autres secteurs.

Il s'agit en premier lieu des émissions dues aux transports, qui représentent 27,9 % des émissions totales et sont liées dans leur quasi-totalité au transport routier. Ces émissions se sont nettement accrues entre 1990 et 2004, et la baisse qui peut être observée depuis n'a pas encore fait revenir leur niveau à celui de 1990.

Les émissions de l'industrie – 22 % des émissions totales – se sont réduites sans qu'on puisse actuellement faire la part entre ce qui relève respectivement de l'amélioration des techniques de production, de la moindre production industrielle ou des délocalisations de celle-ci. Une lourde incertitude existe donc quant à l'effet de la reprise économique sur les émissions du secteur industriel.

L'agriculture représente 21,2 % des émissions nationales, contre 9 % au niveau européen. Ce n'est pas le dioxyde de carbone qui en est principalement responsable ; ce sont le protoxyde d'azote et le méthane, issus de la fertilisation des sols pour le premier et de l'élevage pour le second. Les émissions du secteur agricole français se sont réduites à un rythme deux fois moindre que la moyenne

de l'Union, malgré le niveau de départ dont partait la France, sensiblement plus élevé que la moyenne européenne.

Le dernier secteur est le bâtiment résidentiel et tertiaire où les émissions françaises sont stables alors que nos voisins parviennent à les réduire. La tendance à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements est perceptible, mais ses effets sont contrebalancés par l'augmentation des surfaces dans le parc de logements, elle-même alimentée par une vitalité démographique qui est l'une des deux plus vives d'Europe, avec l'Irlande.

Ainsi, la France présente certaines caractéristiques dont il faut tenir compte pour fixer ses objectifs. Puisque son niveau de départ en termes d'intensité d'émissions est plus faible, la fixation d'objectifs en termes de pourcentage de réduction lui impose une contrainte plus forte, en comparaison avec la fixation d'un niveau d'intensité d'émissions commun à atteindre pour les pays européens. Ensuite, les différences de dynamisme démographique auraient pu être prises en compte au niveau européen.

Ces caractéristiques ont des conséquences sur la nature des mesures à mettre en œuvre pour réduire significativement les émissions de notre économie. Au regard de leur potentiel, les transports et l'agriculture devraient contribuer de façon beaucoup plus importante aux efforts de réduction des émissions. Paradoxalement, ce sont eux qui ont été les moins ciblés par les mesures prises au niveau national. C'est le deuxième message : les mesures sont foisonnantes mais n'ont pas la cohérence nécessaire, y compris au sein de chaque filière.

J'évoquerai en premier lieu les instruments communautaires, en m'appuyant notamment sur les analyses faites par la Cour des comptes européenne. Le système d'échange de quotas européens n'est pas parvenu, pour le moment, à faire émerger un prix du carbone à la hauteur des objectifs de réduction des émissions qui sont visés. La dégradation de la conjoncture a rendu les quotas surabondants et fait presque disparaître le signal prix. Le système des quotas, malgré sa lourdeur, n'a donc joué qu'un rôle très marginal. Des défaillances doivent être relevées : la fraude massive à la TVA, qui a privé l'État français d'1,6 milliard d'euros de recettes, et des erreurs de calibrage des quotas attribués aux entreprises nouvelles entrantes dans le système, qui ont contraint l'État à dépenser 207 millions d'euros d'achat sur les marchés.

Les financements européens en faveur de l'efficacité énergétique ont été peu sollicités par la France : celle-ci n'a bénéficié, entre 2007 et 2013, que de 5,7 % de l'enveloppe communautaire disponible, soit 48 millions d'euros par an. Ces crédits n'ont contribué à financer en moyenne qu'1,3 % des investissements réalisés en France sur la période. La part de la France dans les financements européens est en régression par rapport à la période allant de 2000 à 2006 où elle atteignait 8,4 %. La Cour des comptes européenne émet un jugement critique sur les projets retenus dans les pays qu'elle a examinés, principaux bénéficiaires de ces financements : la République tchèque, l'Italie et la Lituanie.

Enfin, l'échelon communautaire a été privilégié pour développer des projets de captage et de stockage du carbone. La faible rentabilité des projets compte tenu de la faible valorisation sur les marchés des quotas carbone, et les incertitudes techniques importantes qui demeurent, ont conduit à un échec des appels à projets lancés.

J'en viens à la France. Les mesures mises en place sont très diverses et font appel à toute la panoplie des actions publiques : incitations fiscales, subventions et réglementation. Elles ont un coût qui a été évalué par le Gouvernement, de manière approximative, à 19,8 milliards d'euros, dont 3,6 milliards d'euros de crédits budgétaires de l'État. La Cour observe, au demeurant, que le document de politique transversale consacré à la lutte contre le changement climatique, annexé à la loi de finances, reste très lacunaire et gagnerait à livrer une information plus complète et plus fiable.

L'impact des divers dispositifs publics sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre n'est pas toujours évalué. Lorsque c'est le cas, l'efficience des mesures apparaît très variable. Ainsi, le crédit d'impôt développement durable finance indifféremment toute une diversité de travaux dans les logements. Le dispositif peut être efficient, lorsqu'il soutient des travaux d'isolation des toits et des murs, avec un coût public de la tonne de CO_2 évitée de 21 euros. Mais lorsque le crédit d'impôt soutient des travaux de production d'énergie solaire thermique, la dépense fiscale est très peu efficiente, avec un coût de la tonne de CO_2 évitée de 432 euros, soit vingt fois plus cher que l'isolation. La Cour a constaté que d'autres mesures sur le logement, comme l'éco-prêt à taux zéro, manquaient d'efficacité. Les diagnostics de performance énergétique dans les logements ont une fiabilité insuffisante. Le fonds chaleur vise à stimuler le recours à des sources de chaleur d'origine renouvelable dans les logements, par exemple le chauffage au bois ou la géothermie. Compte tenu du retard de la France dans la chaleur renouvelable, par rapport à l'électricité, les moyens dont dispose ce fonds sont insuffisants. Le soutien aux énergies électriques renouvelables repose sur des tarifs d'achat, dont le consommateur est le financeur final *via* la contribution au service public de l'électricité. Les tarifs d'achat ont été mal ajustés, entraînant, vous le savez, une bulle dans l'énergie photovoltaïque. La filière éolienne a vu son développement freiné par la rigidité du cadre réglementaire. La géothermie, quant à elle, demeure soumise aujourd'hui à la lourdeur du code minier, dans l'attente de textes d'application des récents assouplissements que vous avez votés dans la loi du 22 mars 2012 de simplification du droit et d'allégement des procédures administratives.

Les mesures concernant le secteur agricole sont très peu nombreuses et ne font pas l'objet d'évaluation. Elles sont concentrées sur les émissions de CO_2 des exploitations, laissant de côté le protoxyde d'azote et le méthane qui représentent 92 % des émissions du secteur agricole. Au mieux, les quelques mesures ont concerné une exploitation sur cent. Au contraire, en Allemagne, les exploitations ont beaucoup bénéficié du soutien aux énergies renouvelables. Le regain de compétitivité des exploitations porcines allemandes doit beaucoup à l'installation

de panneaux photovoltaïques bénéficiant d'un tarif de rachat d'électricité généreux.

Les dispositions touchant au secteur des transports sont onéreuses et faiblement efficientes. Ainsi, les investissements prévus dans le Schéma national des infrastructures de transport – routes, lignes ferroviaires, canaux – ont un coût pour la tonne de CO_2 évitée qui dépasse le millier d'euros. La diminution de la consommation des véhicules s'est trop reposée sur les annonces *a priori* des constructeurs, les mesures réalisées ultérieurement affichant une consommation réelle supérieure.

La politique de l'État exemplaire en matière d'émissions a achoppé jusqu'ici sur le manque de moyens pour engager les travaux d'efficacité énergétique nécessaires dans ses bâtiments.

Ainsi, les mesures ne forment pas un ensemble cohérent. Elles se concentrent sur le logement et le tertiaire, qui ne sont pas les principaux émetteurs, traitent les transports par des mesures coûteuses mais peu efficaces, et font presque l'impasse sur l'agriculture, qui contribue de façon importante aux émissions dans notre pays. Enfin, les dispositifs publics souffrent de contradictions, avec par exemple le soutien, au même moment, des véhicules électriques et du diesel. Il paraît nécessaire de procéder à une remise en ordre en privilégiant les dispositifs les plus utiles et concentrés dans les secteurs les plus émetteurs.

Pour cela, le pilotage par l'État doit être renforcé. Il repose avant tout sur une direction d'administration centrale du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, la direction générale de l'énergie et du climat. Mais celle-ci ne joue qu'un rôle de coordination et de centralisation de l'information. La Cour estime que le caractère interministériel de cette politique devrait être plus affirmé, en donnant un rôle plus important au comité interministériel du développement durable, assisté par un secrétariat permanent relevant de la direction générale de l'énergie et du climat.

Concernant le troisième message, les premiers résultats sont positifs : les émissions de gaz à effet de serre se sont repliées de 13 % en France depuis 2005. Les résultats sont contrastés selon les secteurs – j'ai déjà évoqué la faible contribution des transports et de l'agriculture, qui sont pourtant fortement émetteurs. La crise économique a beaucoup joué dans la réduction des émissions industrielles. Les objectifs pour 2020 sont atteignables, même si la Cour considère que les projections retenues reposent sur des hypothèses souvent volontaristes et parfois irréalistes en matière de construction de logements neufs ou de rénovation thermique. Une reprise de la croissance pourrait fragiliser la réalisation des objectifs – c'est toute l'ambivalence des premiers résultats obtenus. Pour éclairer les choix, et mieux informer le débat sur la transition énergétique, les outils de modélisation et de simulation doivent être rendus plus performants. Ces outils

doivent prendre en compte l'interaction entre les mesures prises et la situation macroéconomique.

La production d'énergies renouvelables a connu de sensibles progrès : celles-ci représentent 13,1 % de la production d'énergie contre 9,6 % en 2005. Ces progrès ont, pour l'essentiel, porté sur l'électricité renouvelable plutôt que sur les sources de chaleur d'origine renouvelable. Mais l'objectif fixé pour 2020, plus ambitieux que l'obligation européenne moyenne de 20 %, sera très difficile à atteindre. Au cours des sept prochaines années, il rendrait nécessaire, pour l'électricité renouvelable, un effort d'accroissement de la production six fois plus important qu'entre 2005 et 2011, et sept fois plus pour la chaleur renouvelable. Cette évolution s'accompagnerait d'un accroissement très fort de la contribution au service public de l'électricité pour financer les investissements nécessaires.

Parmi ces investissements, il faut compter l'adaptation du réseau de distribution à une production moins centralisée et plus intermittente, et l'effort de recherche sur les moyens de stockage de la production doit être accentué, afin de prendre en compte le risque accru que fait porter cette intermittence sur la sécurité électrique. Ces coûts systémiques doivent être intégrés dans celui des nouveaux investissements de production électrique. L'atteinte des objectifs en matière d'énergie renouvelable suppose donc des investissements massifs.

Plus généralement, la France consacre chaque année de l'ordre de 37 milliards d'euros d'argent public ou privé aux investissements énergétiques, pour des projets aussi divers que l'installation d'une pompe à chaleur chez un particulier ou la construction de nouvelles lignes ferroviaires à grande vitesse. Pour assurer la transition écologique, ce rythme d'investissements devra s'accroître d'un tiers, voire doubler chaque année jusqu'en 2050. Il faut, par ailleurs, souligner qu'investir n'entraîne pas mécaniquement la structuration de filières industrielles durables au niveau national ou européen, créatrices d'emploi. L'exemple du développement de l'énergie photovoltaïque en atteste. Une politique d'investissements accrus devra s'accompagner d'une stabilité des règles et des incitations et d'une concurrence internationale loyale.

Pour amplifier la trajectoire de réduction des émissions, dans une économie déjà peu carbonée, l'effort devra porter avant tout sur les économies d'énergie plutôt que sur la décarbonisation de la production d'énergie. Les outils devront être réorientés pour toucher davantage les secteurs les plus émetteurs et qui ont le moins contribué jusqu'ici aux réductions. Il s'agit, dans l'ordre, des transports, de l'agriculture et du bâtiment résidentiel et tertiaire. Les mesures à prendre ne seront pas sans impact sur les modes de vie, avec une nouvelle organisation de la mobilité, de l'aménagement de l'espace et du bâti, un raccourcissement des circuits reliant les lieux de production et de consommation. Ce sont bien ces évolutions qu'implique avant tout la transition énergétique, bien davantage que la dégradation de la compétitivité des économies européennes souvent invoquée.

Je terminerai cette présentation par le quatrième message : il apparaît préférable que, pour l'avenir de la lutte contre le réchauffement climatique, l'Europe et la France se fixent un objectif de réduction de l'empreinte écologique plutôt que des émissions nationales.

La fixation d'objectifs de réduction des émissions sur le territoire d'un pays peut inciter le secteur industriel, volontairement ou non, à délocaliser des productions intenses en carbone vers des pays plus tolérants aux émissions de gaz à effet de serre. Plus le coût du carbone est élevé dans le pays d'origine, plus ces « fuites de carbone » s'amplifient. Se concentrer sur les seules émissions sur un territoire, c'est prendre le risque que ces effets s'amplifient. Cela peut conduire à des paradoxes. Ainsi, l'installation de panneaux photovoltaïques a été soutenue par les politiques nationales mais, selon les calculs menés par la Cour, lorsque les plaques de silicium qui composent ces installations sont importées de Chine, et lorsque les émissions de carbone comprises dans ces importations sont prises en compte, le bilan carbone global du panneau photovoltaïque sur son cycle de vie devient négatif.

Pour éviter de tels effets pervers, les gaz à effet de serre liés aux importations gagneraient à être mieux pris en compte. C'est ce que permet le raisonnement sur l'empreinte carbone de la consommation. Le calcul de cette empreinte comprend les émissions liées à la production nationale, et leur ajoute le solde net des émissions liées au commerce extérieur. Dans le cas de la France, ce solde est positif et important : l'empreinte carbone du pays est sensiblement supérieure aux émissions sur son sol.

Surtout, l'empreinte carbone par personne a augmenté de 5 % de 1990 à 2007 – autrement dit notre consommation est plus intense en carbone qu'avant – alors que nos émissions se réduisaient de 15 %.

Ce constat montre que, pour prendre en compte l'impact réel de nos économies et de nos comportements sur le réchauffement climatique, l'Europe et la France devraient accorder plus de place à la notion d'empreinte carbone. Une telle évolution aurait également incité à modifier davantage les comportements de consommation. La Cour estime que, dans les négociations communautaires, l'objectif de réduction de l'empreinte carbone de la consommation devrait prendre le pas sur celui de réduction des émissions. Cela éloignerait la possibilité que puissent se produire à l'avenir des délocalisations motivées par un coût du carbone croissant.

En conclusion, la transition énergétique suppose de fixer des objectifs plus adaptés aux enjeux de la lutte contre le réchauffement et aux spécificités de notre pays. Les dispositifs publics devraient être mieux évalués, revus et hiérarchisés selon leur niveau d'efficacité. La contribution des différents secteurs devrait être mieux proportionnée à leurs émissions et aux efforts qu'ils peuvent fournir. Des investissements massifs doivent être conduits avec discernement, en tenant compte d'un contexte en rapide évolution. Plutôt que de soutenir des filières de production

ou des techniques insuffisamment matures, l'effort de recherche doit être privilégié, car la réussite de la transition énergétique suppose des technologies de rupture dont on ne peut présumer ni l'apparition ni le rendement énergétique. Il ne suffit pas de vouloir décarboniser la production d'énergie, il faudra également mieux maîtriser la consommation. Cela nécessite le concours de chaque citoyen, les comportements et les modes de vie devant inévitablement évoluer. Un débat large et éclairé est donc nécessaire, afin d'examiner une pluralité de scénarii pour l'avenir, en fonction des objectifs et des mesures envisagées pour les atteindre.

M. François de Rugy, rapporteur. Monsieur le Premier président, nous tenions tout d'abord à vous remercier pour la coopération qui a accompagné l'élaboration de ce travail, même si nous avons pu rencontrer quelques divergences d'appréciation sur certains choix méthodologiques.

Vous appelez à un changement d'ampleur de la politique de lutte contre les dérèglements climatiques liés aux émissions de gaz à effet de serre et à la résolution des failles des dispositifs français et européens en la matière. L'UE ne s'est dotée de quasiment aucun outil pour atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés. Que préconiseriez-vous pour le marché des quotas de carbone ? D'où vient la fraude à la TVA de 1,6 milliard d'euros que vous avez évoquée dans votre intervention ?

Vous avez opéré un calcul du coût global des panneaux photovoltaïques qui laisse apparaître une forte différence entre la France et l'Allemagne. Cette estimation évalue l'intérêt relatif de substituer ces panneaux à des énergies existantes, et, si une telle substitution est plus intéressante pour l'Allemagne, c'est parce que le système de production d'électricité de celle-ci est plus carboné que celui de la France. Cependant, ce mode de calcul présuppose que le système est fixe alors qu'il évolue dans le temps. En outre, le parc nucléaire français est vieillissant, voire en fin de vie pour de nombreux réacteurs, ce qui exige de très lourds investissements pour maintenir la part du nucléaire dans la production électrique française. Or cet élément n'entre pas en compte dans votre calcul.

L'utilisation des énergies renouvelables suppose par ailleurs que l'on procède à des investissements importants sur les réseaux pour faire face au problème des variations et des pointes de consommation, mais un tel effort permettra, au bout du compte, de réaliser des économies, et les réseaux ont de toute façon besoin d'investissements importants.

Enfin, nous ne pouvons que partager votre constat sur le caractère émietté des outils de politique publique dans ce domaine. Quelles sont vos préconisations en matière de fiscalité, de tarif d'achat et de certificat d'économie d'énergie ?

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Je me joins à M. François de Rugy pour vous remercier, monsieur le Premier président, messieurs les magistrats, de ce travail effectué en copilotage. Ce rapport arrive à un moment opportun,

quelques mois avant le débat parlementaire sur la transition énergétique ; je remercie donc le groupe écologiste d'en avoir été à l'initiative.

Contrairement à certaines idées reçues, les résultats de la mise en œuvre du paquet énergie-climat sont décevants. Votre recommandation de privilégier l'empreinte carbone sur les émissions de gaz à effet de serre est pertinente, mais une telle décision doit être européenne et non nationale. Les dernières conférences mondiales sur le climat qui se sont tenues à Rio de Janeiro et à Copenhague ont abouti à un échec, alors même que nous devons nous attaquer à ce problème globalement, et pas seulement à l'échelle européenne.

En matière de réseaux et d'intermittence – qui porte le risque d'une recarbonisation –, l'Allemagne a engagé une politique unilatérale, preuve que la politique énergétique a été subordonnée à la politique climatique. En outre, la politique énergétique reste de compétence nationale et l'on constate que les mesures allemandes induisent des effets pervers en France. Les résultats sont d'ailleurs contrastés en Allemagne, car les énergies renouvelables sont produites au nord du pays alors que les industries se trouvent au sud. Cela oblige parfois à envoyer de l'électricité en République tchèque, ce qui a incité les autorités tchèques à programmer pour 2017 la mise en place de transformateurs à leur frontière afin de soulager leur réseau. La France se trouve confrontée au même problème puisqu'elle est contrainte d'absorber, à certains moments, une part des énergies renouvelables allemandes du fait de l'interconnexion. En outre, nous devons mettre en place, dans le cadre de la transition énergétique, des réseaux de plus en plus décentralisés. Tout cela concourt à alourdir les investissements dans les réseaux. Avez-vous évalué le risque représenté par cette lourde charge ?

La Cour des comptes a rédigé deux rapports sur la politique de développement des énergies renouvelables en 2013 et sur celle d'aide aux biocarburants en 2012. Devons-nous privilégier une filière, et quelles sont les perspectives d'amélioration des rendements des cellules photovoltaïques ou des biocarburants de troisième génération ? Les biocarburants de première génération ne sont pas performants, ce qui pose des problèmes pour le développement de l'agriculture des pays africains.

Comment adapter les outils que nous avons déployés – fiscalité, tarif d'achat et certificat d'économie d'énergie ? Certains de ces instruments se révèlent-ils positifs malgré la faiblesse de leur volume ? Devons-nous les développer et nous centrer sur un système particulier ?

M. Didier Migaud. Je remercie MM. les rapporteurs de l'appréciation qu'ils ont portée sur le travail que nous vous présentons aujourd'hui.

S'agissant des divergences de méthode de calcul, il va de soi qu'un prix s'apprécie à un moment donné et qu'il peut évoluer dans le temps.

La Cour des comptes avait mis en lumière, dans un rapport plus ancien, une importante fraude sur la TVA, représentant 1,6 milliard d'euros sur un total

de 5 milliards d'euros au plan européen. Une telle fraude n'est plus possible en France depuis la transposition d'une directive européenne dans la loi de finances rectificative pour 2010 qui a mis en place un mécanisme d'autoliquidation de la TVA pour les transactions de quotas d'émission. La TVA est désormais acquittée par l'acheteur, et non plus par le vendeur. Une quarantaine de personnes ont été mises en examen dans le cadre de cette fraude à la TVA.

Le système européen d'échange de quotas a échoué, mais il a permis l'émergence d'une valeur carbone dont le principe et l'existence sont aujourd'hui admis par tous.

Nous n'avons pas consenti beaucoup d'efforts dans les secteurs où ils auraient pu être concluants – je pense au transport routier et à l'agriculture où les marges de progrès sont importantes.

Le manque d'évaluation en amont et en aval de la mise en œuvre des dispositifs est regrettable. Il est nécessaire de mesurer davantage l'impact des décisions prises. Au Royaume-Uni, par exemple, le ministère du budget impose des règles d'appréciation des dispositions arrêtées, ce qui permet d'estimer les pertes d'efficacité liées aux effets de rebond ou d'aubaine. Il est également indispensable de conduire des études *ex post* permettant de vérifier la pertinence des hypothèses centrées sur ces deux effets. La France souffre d'une lacune en matière d'études d'impact et d'évaluation.

M. Jacques Rigaudiat, conseiller-maître. S'agissant des réseaux, le rapport – pages 146 et 147 – s'est fondé sur les coûts fournis par Réseau de transport d'électricité (RTE) et Électricité réseau distribution France (ERDF) ; selon les opérateurs, ils représentent le montant nécessaire au renforcement et au raccordement des réseaux en liaison avec les objectifs de 2020 en matière d'éolien et de photovoltaïque. Ces coûts s'élèvent à 1,2 milliard d'euros d'ici à 2020 pour RTE et à 4,3 milliards d'euros pour ERDF, soit un investissement total dans le réseau – au-delà de l'entretien courant – de 5,5 milliards d'euros. En Allemagne, l'estimation se situe entre 19 et 23 milliards d'euros d'ici à 2020.

Ces coûts découlent de la décentralisation de cette énergie renouvelable intermittente – les unités produisant peu, de l'ordre de 2,5 mégawatts pour les éoliennes – qui nécessite le raccordement d'une multiplicité de sources. En outre, il faut remonter en haute, voire en très haute tension une énergie produite en moyenne tension et faire face à l'intermittence qui, dans un délai court, est trop forte pour que le réseau et le consommateur la supportent. Afin que le réseau puisse tolérer ces variations rapides de charge, des amortisseurs doivent être mis en place. Le coût de 5,5 milliards d'euros est donc spécifiquement lié au renforcement du réseau rendu nécessaire par la nature des sources d'électricité éolienne et photovoltaïque.

M. Arnold Migus, conseiller maître. En matière de photovoltaïque, on ne peut raisonner de manière universelle, hors du temps ou de la géographie. Nous

avons donc examiné la situation pour les vingt-cinq prochaines années, durée de vie communément admise pour les panneaux photovoltaïques. Selon les chiffres de l'ADEME, avec des panneaux de silicium fabriqués en Chine, les économies en CO_2 réalisées en France grâce au photovoltaïque sont quasiment nulles, dans la mesure où notre énergie électrique est peu carbonée, ce qui ne devrait pas changer dans les vingt ans à venir. En Allemagne au contraire, le photovoltaïque est intéressant dans la mesure où l'énergie est très carbonée. De même, en Arabie saoudite, où l'éclairement est continu et où la production est en phase avec la consommation d'air conditionné, le recours au photovoltaïque a un sens. En France, sauf peut-être dans le sud, la production et les pics de consommation ne sont pas corrélés, ce qui est plutôt négatif pour le climat.

Le photovoltaïque n'est donc pas une solution universelle. Cela dépend du climat et des mix énergétiques à un instant donné. C'est pourquoi il importe d'intensifier les efforts de recherche et la mise en place de démonstrateurs préindustriels, pour faire évoluer les technologies. En effet, ce n'est pas parce que les rendements du photovoltaïque sont de 30 % en laboratoire qu'il en est de même à grande échelle et que ce type d'énergie reste économiquement compétitif.

Dans le rapport sur les biocarburants publié en janvier 2012, nous avions à peine abordé le problème des carburants de deuxième et troisième générations, qui ne sont pas issus de produits alimentaires. La Cour avait en revanche signalé que, compte tenu du changement d'affectation des sols, une culture pouvant se substituer par exemple à une forêt, on pouvait douter de l'efficacité environnementale des biocarburants de première génération.

Pour les carburants de deuxième et troisième générations, si tous les espoirs sont permis à petite échelle, par exemple pour la production d'éthanol à partir de bactéries ou d'algues – ce qui exige des lacs, des étangs ou un milieu marin –, il n'est pas encore prouvé que ces carburants peuvent, à grande échelle, se substituer à ceux de première génération.

M. Christian Bataille. Le rapport de la Cour des comptes, aux conclusions duquel j'adhère, témoigne des tentatives de l'Union européenne pour coordonner les politiques énergétiques des États membres, ce qui, compte tenu de la diversité des situations, apparaît difficile, voire insurmontable.

Je m'arrêterai un instant sur le cas de l'Allemagne, notre *alter ego*, qui se targuait jusqu'à présent de mener, en matière énergétique, une politique éthique, incitant certains d'entre nous à en faire le modèle à suivre. Nous en sommes loin aujourd'hui : l'essor des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis met sur le marché mondial du charbon peu cher, que l'Allemagne achète massivement. Si l'on ajoute à cela les abondants gisements de lignite de la Ruhr, notre voisin « éthique », grand producteur d'énergie fossile, s'est en réalité reconverti dans les énergies les plus polluantes, avec un taux de rejet de carbone record, entraînant dans son sillage des pays comme la Tchéquie ou la Pologne. Peut-on, dans ces conditions, espérer une meilleure cohérence des politiques européennes ? Pourrait-

on faire en sorte que les militants allemands ne traversent pas la frontière pour venir en Alsace protester contre la politique nucléaire française, pendant que nous avons la politesse de ne pas leur envoyer de manifestants brandissant des slogans « Stop CO_2 » ou « Stop carbone » ?

Ma deuxième remarque porte sur la mise en commun des moyens de recherche. Il me paraît essentiel en effet de développer celle-ci, notamment sur le stockage de l'énergie, car, à l'exception de l'hydroélectricité, le développement des énergies renouvelables butte sur cette question du stockage.

Ma dernière question portera sur le prix du kilowattheure en France, qui augmente non pas du fait du renchérissement de nos coûts de production, mais pour des raisons externes, liées notamment à l'obligation que nous avons d'acheter et d'intégrer dans nos prix les énergies renouvelables que les Allemands produisent massivement à certaines heures et qui sont prioritaires sur notre réseau. Afin de protéger le revenu des Français les plus modestes, n'est-il pas indispensable de limiter la hausse du prix du kilowattheure ?

Mme Danielle Auroi. Je souhaite avant tout savoir si le coût du stockage des déchets nucléaires, certes difficile à évaluer, a été intégré dans l'évaluation du coût global du système énergétique.

Cela étant, Paris s'apprêtant à accueillir en 2015 la Conférence mondiale sur le climat, il serait souhaitable, après l'échec des deux précédents rendez-vous, que la France et surtout l'Europe puissent faire des propositions permettant de parvenir à un accord, ce qui implique de répondre à plusieurs questions.

En premier lieu, j'aimerais connaître le point de vue de la Cour sur la mutualisation des politiques énergétiques européennes et sur ce qu'elle implique – notamment financièrement – en termes d'affaiblissement de la subsidiarité.

Vous avez souligné par ailleurs qu'il fallait prendre en compte le coût des énergies entrantes. Avec Pierre Lequiller, nous travaillons actuellement à un rapport sur l'établissement d'une taxe énergie-climat aux frontières de l'Union européenne. La Commission n'y est pour l'heure pas favorable ; votre point de vue est-il différent ?

Je ne m'étendrai pas sur la question du stockage des énergies – nucléaire ou renouvelables –, qui nous oblige à importer de l'énergie allemande lorsque nos centrales nucléaires sont en période de surchauffe.

J'aimerais aussi connaître l'avis de la Cour sur la décision européenne d'assigner aux agrocarburants une part de 10% dans les carburants globaux.

Il existe un programme de recherche européen orienté vers l'environnement. Peut-on envisager qu'il soit financé de manière plus transparente et plus efficace ?

Enfin, vous insistez sur la notion d'empreinte carbone, qui intègre les coûts de chaque énergie en matière de santé, du fait de ses impacts sur la qualité de l'air ou de l'eau. Quelles sont les réflexions chiffrées dont vous disposez sur le sujet ?

M. Jean-Christophe Fromantin. Nous avons évoqué les responsabilités nationales et les enjeux européens, mais il faut également s'interroger sur la dimension régionale de la politique énergétique, dès lors notamment qu'il s'agit de la délicate question des transports ou de l'agriculture.

Les transports sont en effet un élément stratégique de l'aménagement du territoire, et il me semble qu'une politique visant à améliorer les gains environnementaux en matière de transport routier doit impliquer nos régions et nos collectivités territoriales.

S'il est pertinent, ensuite, de fixer des objectifs européens à l'agriculture, les réglages doivent tout autant se faire à l'échelle territoriale, *a fortiori* dans un pays comme le nôtre où la diversité des filières agricoles et l'existence de régions à dominante céréalière, viticole ou fruitière appellent des solutions radicalement différentes en matière de gains d'énergie. Ces deux remarques plaident selon moi pour que la mise en œuvre du paquet énergie-climat intègre la territorialisation des politiques énergétiques.

J'ajoute que, si l'on veut optimiser les investissements majeurs dont le Premier président a souligné la nécessité, il est essentiel de les adapter à des configurations économiques et sociales très différentes selon nos territoires, tout comme il convient de territorialiser, selon un calendrier spécifique, les objectifs et les moyens pour y parvenir, afin d'éviter les à-coups sur la croissance de politiques de rupture d'autant plus délicates à mettre en œuvre que notre pays est en phase de désindustrialisation.

Mme Catherine Quéré. À vous entendre, nous avons le choix entre deux maux : le nucléaire, sur lequel on peut avoir toutes les réserves possibles, et les énergies renouvelables, lesquelles, au bout du compte, augmentent les émissions de CO_2. Pensez-vous néanmoins que les énergies renouvelables pourront un jour être nos seules sources d'énergie ?

Vous avez dit par ailleurs qu'il valait mieux parler d'empreinte carbone que d'émissions, expliquant que, alors qu'elle diminuait ses émissions, la France augmentait son empreinte carbone. Si l'on assimile cette empreinte à un bilan carbone, serait-il envisageable que, en Europe ou en France, tout appel d'offre ou tout appel à projet, quel que soit le secteur de l'économie qu'il concerne, comporte des critères obligatoires en matière de bilan carbone ?

M. le président Claude Bartolone. La politique de lutte contre le réchauffement climatique est davantage vécue aujourd'hui par nos concitoyens comme une contrainte européenne que comme une nécessité environnementale. Il importe donc d'accroître la concertation et de faire œuvre de pédagogie. Un débat

doit avoir lieu à l'Assemblée ; j'espère qu'il contribuera à cette prise de conscience.

Je note ensuite que, si certains investissements qu'implique cette politique peuvent apparaître comme une incitation à rentrer dans un nouveau cycle industriel, cela ne fait l'objet d'aucune coordination à l'échelle européenne.

Enfin, nous accueillerons en 2015 la Conférence mondiale sur le climat. Nous devons réfléchir aux actions que la France et l'Europe doivent mettre en avant pour que cette conférence soit à la hauteur de ce que l'on attend d'elle. Dans cette perspective, la mobilisation de tous est cruciale.

M. Didier Migaud. Nombre de vos questions appellent des réponses politiques qu'il n'appartient pas aux magistrats de la Cour des comptes que nous sommes de donner… Notre rôle est de vous apporter des éléments techniques, qui vous permettent de mieux apprécier la situation et de décider en conséquence, de la façon la plus éclairée possible.

La question du prix du kilowattheure n'est pas abordée dans ce rapport, mais elle a fait l'objet d'autres travaux de la Cour, tandis qu'une commission d'enquête parlementaire a été mise en place. Nous aurons donc l'occasion d'y revenir.

Au plan européen comme au plan national, il est évident qu'il faut accentuer l'effort de recherche sur le stockage des énergies renouvelables, compte tenu notamment des questions posées par l'intermittence.

Le paquet énergie-climat relève d'une politique européenne relativement récente, l'Europe ayant longtemps privilégié, en matière d'énergie, les questions liées à l'ouverture des marchés à la concurrence. Elle admet aujourd'hui la nécessité de mieux harmoniser certaines aides, notamment dans le domaine des énergies renouvelables.

Concernant le prix « marché » du carbone, le rapport précise qu'il est très insuffisant au regard de sa « valeur tutélaire », telle que l'avait estimée le rapport Quinet en 2008. D'où un paradoxe : la faiblesse de ce prix combinée à la baisse du prix du charbon induite par la montée en puissance des gaz de schiste américains a pu conduire les énergéticiens européens à préférer le charbon, très émissif, au gaz naturel, qui l'est beaucoup moins. Cela explique très largement la décarbonisation de l'économie américaine et, corrélativement, la recarbonisation européenne.

Quant à savoir s'il est plus réaliste, pour obtenir un prix significatif du carbone, de s'en remettre, comme l'a choisi l'Europe, aux mécanismes de marché, ou de passer par une taxe carbone, c'est un choix éminemment politique.

Enfin, nous faisons observer à plusieurs reprises dans le rapport que les sujets ne se posent pas partout dans les mêmes termes. D'où l'intérêt de l'approche territoriale évoquée par M. Fromantin. Néanmoins, s'il a été un

moment question de plans énergie-climat territoriaux, la réflexion en est encore au stade embryonnaire.

M. Christian Descheemaeker, président de la formation interchambres chargée de l'évaluation de la mise en œuvre du paquet énergie-climat. Il ne faut pas assimiler énergies renouvelables et énergies intermittentes. Je pense par exemple à la biomasse : lorsqu'on se chauffe au bois – qui contient du carbone – on n'utilise pas d'énergie intermittente. On ne cite souvent que l'éolien et le photovoltaïque mais, à terme, la biomasse devrait peser assez lourd dans les énergies renouvelables.

M. Jacques Rigaudiat. Il ne doit pas y avoir de malentendu. Toutes les énergies renouvelables ne sont pas intermittentes, et les énergies intermittentes, lorsqu'elles sont prévisibles – l'énergie hydraulique marine – ne posent guère problème. Les difficultés surgissent lorsque l'intermittence devient imprévisible et aléatoire, notamment du fait des problèmes d'intégration dans le réseau ou du stockage.

M. Arnold Migus. Les énergies renouvelables intermittentes n'augmentent pas la quantité de carbone émise, madame Quéré, et remplacer des centrales à charbon par des énergies intermittentes constitue donc une amélioration.

Pour savoir jusqu'où nous pourrions aller s'agissant de la part de ces énergies dans la production totale, nous nous sommes appuyés sur les travaux et les modélisations de l'association négaWatt ou sur ceux de l'ADEME et de l'OFCE. Selon le schéma négaWatt, une modélisation d'ingénieur qui s'intéresse assez peu aux coûts et au bouclage macroéconomique, notre énergie pourrait, à l'horizon 2050, provenir en quasi-totalité des énergies renouvelables, grâce à l'utilisation de la biomasse. L'ADEME, quant à elle, construit toutes ses simulations sur l'hypothèse du maintien d'un reliquat d'énergie nucléaire.

Face à cette incertitude, nous recommandons donc d'intensifier la recherche, notamment grâce à des démonstrateurs à grande échelle. Notre pays contribue pour 4 à 5 % à la recherche mondiale, ce qui est conforme au poids de son PIB. Il a donc intérêt à établir des partenariats européens, sur le modèle de l'alliance qui regroupe en France les organismes travaillant sur l'énergie. Une alliance du même type existe en Europe, mais elle ne fait pas partie du programme cadre de recherche et développement et ne bénéficie pas de ses crédits. Il y a donc dans ce domaine des améliorations possibles.

M. le président Claude Bartolone. Monsieur le Premier président, messieurs, nous vous remercions pour cette contribution aux travaux du CEC.

Il appartient désormais aux rapporteurs du Comité de formuler, à partir des analyses de la Cour, des propositions visant à améliorer la transition énergétique.

Le Comité autorise la publication du rapport de la Cour des comptes.

EXAMEN PAR LE COMITÉ

Lors de sa séance du 15 mai 2014, le Comité examine le présent rapport.

M. Jean-Paul Chanteguet, président. Nous examinons aujourd'hui le rapport d'évaluation de la mise en œuvre du paquet « énergie-climat ». Cette évaluation, réalisée à la demande du groupe écologiste, a fait l'objet d'une demande d'assistance à la Cour des comptes, dont l'étude nous a été présentée par le Premier président Didier Migaud le 16 janvier dernier.

Nos deux rapporteurs sont M. François de Rugy pour la majorité et M. Jean-Jacques Guillet pour l'opposition. Le groupe de travail désigné par les commissions était composé de M. Julien Aubert et de Mmes Sabine Buis, Marie-Hélène Fabre et Catherine Quéré.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Ce travail a en effet été mené en étroite coopération avec la Cour des comptes, dont le Premier président, lors de son audition sous la présidence du président Bartolone, a présenté une analyse critique de la façon dont notre pays a mis en œuvre le paquet « énergie-climat ». Ce rapport évaluait l'efficacité des nombreux instruments mobilisés et formulait un certain nombre de recommandations que nous reprenons en partie dans notre propre rapport.

Suite à ce rapport, M. de Rugy et moi-même avons organisé des auditions et des tables rondes sur les principales thématiques du paquet « énergie-climat », afin de recueillir la position des différentes parties prenantes. Ces réunions ont porté sur l'amélioration du système communautaire d'échange de quotas de carbone déployé progressivement en Europe depuis 2005 – sujet que nous aborderons peu dans cette présentation mais qui fait l'objet de longs développements dans le rapport –, sur la contribution du secteur des transports à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, sur l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment, sur le développement des énergies renouvelables, sur les changements de comportement des consommateurs et, enfin, sur le financement de la transition énergétique.

À l'issue de ces travaux, nous vous présentons aujourd'hui « dix clés pour réussir la transition énergétique », passées en revue dans la première partie de notre rapport, la seconde étant consacrée à la synthèse des différentes tables rondes – ce qui explique qu'elle puisse refléter des positions contradictoires.

M. François de Rugy, rapporteur. Je tiens à souligner que M. Guillet et moi-même avons travaillé en bonne intelligence. D'autre part, même si nous n'étions pas d'accord avec toutes ses conclusions, le rapport de la Cour des comptes a constitué un précieux support pour nos auditions, qui nous ont elles-mêmes fourni une riche substance.

La première clé que nous avons identifiée pour réussir la transition énergétique consiste à passer de la notion d'émissions nationales – ou européennes – de gaz à effet de serre à celle d'empreinte carbone. En effet, le calcul sur la base des émissions, utilisé jusqu'ici, ne nous semble pas complètement pertinent si l'on en juge par la comparaison suivante : alors qu'au niveau national, ces émissions ont diminué de 15 % entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone, incluant les émissions de CO_2 comprises dans les importations, a progressé de 5 %.

M. Jacques Myard. Quelle est la définition de l'empreinte carbone ?

M. François de Rugy, rapporteur. Elle prend en compte les émissions de gaz à effet de serre liées au processus de production des produits consommés, y compris les produits importés.

M. Jacques Myard. C'est donc le bilan carbone du produit.

M. François de Rugy, rapporteur. Oui. La notion d'empreinte carbone nous paraît donc constituer un outil plus intéressant que celle d'émissions nationales. La substitution proposée est directement en relation avec un sujet qui fait fortement débat aujourd'hui : celui des délocalisations. En poussant le raisonnement à l'extrême, il serait en effet possible de parvenir à une réduction des émissions de CO_2 au sein de l'Union européenne, ou de notre pays, par la délocalisation d'un certain nombre de productions fortement émettrices de carbone. Nous pourrions par exemple imaginer de faire produire la totalité de notre ciment de l'autre côté de la Méditerranée. Mais il faut aussi tenir compte du fait que le même produit peut être beaucoup moins émetteur de CO_2 lorsqu'il est fabriqué dans l'Union européenne que lorsqu'il l'est en Chine.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Ce point est essentiel. Il a d'ailleurs fait l'objet d'une recommandation appuyée de la Cour des comptes.

D'autre part, il nous paraît particulièrement important de distinguer l'objectif des outils. Si l'objectif est bien de réduire les émissions de gaz à effet de serre, les outils peuvent être définis à l'échelle nationale, et non à l'échelle européenne, même si dans le cadre de sa politique climatique, l'Union peut être conduite à donner des indications ou à imposer des contraintes en matière d'empreinte carbone.

Deuxième clé pour réussir la transition énergétique : dégager les voies d'une politique européenne de l'énergie. C'est peut-être une « tarte à la crème », mais c'est une nécessité qui demeure. Historiquement, l'Europe s'est construite sur le charbon, avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), fondée en 1951. Il semble aujourd'hui nécessaire d'avoir une politique européenne de l'énergie, ne serait-ce qu'en raison des interconnexions existantes sur le continent. Nous nous trouvons aujourd'hui devant une contradiction : alors que la politique climatique est européenne, les choix en matière énergétique relèvent des décisions souveraines des États membres. C'est ainsi que le *mix* énergétique européen se caractérise par une composition très diversifiée selon les États – la

comparaison entre la France et l'Allemagne en donne une illustration –, mais, paradoxalement, et ce point a été souvent souligné au cours des auditions et des tables rondes, le *mix* européen pris dans son ensemble est relativement satisfaisant.

La diversité peut susciter des difficultés en rapport avec les infrastructures du fait de l'interconnexion des réseaux, par exemple lorsque le réseau d'un État n'est pas équipé pour faire face à un afflux d'énergie renouvelable. C'est ainsi que la République tchèque souffre d'être « encastrée » dans le réseau allemand, entre les sites du nord de ce pays où sont produites les énergies renouvelables et les sites industriels du sud où cette électricité est consommée. C'en est au point que les Tchèques envisagent de fermer leurs « frontières électriques » à l'électricité allemande en 2017.

Il faut définir une politique européenne de l'énergie pour tirer profit de la richesse du *mix* énergétique de l'Union, en « pensant européen ». Cela passe par une bonne programmation des investissements nécessaires dans les infrastructures et dans les réseaux de transport et de distribution à l'échelle de l'Union, et par une implantation optimale des sites de production des énergies renouvelables, privilégiant par exemple les pays du sud pour la production d'énergie photovoltaïque et ceux du nord pour celle d'énergie éolienne.

Enfin, l'harmonisation de la fiscalité écologique européenne apparaît indispensable pour combattre les « fuites carbone » identifiées par la Cour des comptes, fuites qui peuvent se concrétiser au sein de l'Union européenne par une délocalisation des productions intenses en carbone vers les pays européens les plus laxistes. Ces « fuites carbone » créent des distorsions économiques entre les États membres et contreviennent à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial, et pas seulement à l'échelle de chaque État pris isolément, puisque les délocalisations peuvent intéresser des pays tiers. On en revient ici à l'idée, qui n'a pas abouti à ce jour, d'une taxe carbone aux frontières européennes.

M. François de Rugy, rapporteur. Il apparaît – ce n'est pas une découverte pour les familiers du sujet – que la politique énergie-climat est souvent focalisée sur l'énergie, particulièrement sur la production d'électricité. Or ce n'est qu'une partie du problème car, parmi les principales sources de gaz à effet de serre, on trouve le transport routier et l'agriculture, secteurs où peu d'actions ont été entreprises pour réduire ces émissions. Le constat vaut spécialement pour notre pays, où l'agriculture est à l'origine de plus de 21 % des émissions nationales de gaz à effet de serre alors que cette proportion n'est que de 9 % en moyenne au niveau européen. Il est vrai que la France est un grand pays agricole et que ses émissions sont moindres dans d'autres secteurs. En outre, l'agriculture est, comme les transports, un secteur où il est difficile d'introduire des évolutions rapides.

M. Jacques Myard. Quelles sont les sources matérielles des émissions dans l'agriculture ?

M. François de Rugy, rapporteur. Principalement l'élevage et les intrants, notamment les engrais.

Il existe des pistes pour faire de l'agriculture et des transports nos nouvelles cibles prioritaires – c'est la troisième clé que nous proposons pour réussir la transition énergétique. En ce qui concerne le transport routier, nous pensons bien sûr au report modal, qui a néanmoins ses limites, compte tenu des moyens financiers et des services à mettre en place comme des investissements à réaliser, à la fois longs et coûteux. On peut discuter, comme nous l'avons fait avec la Cour des comptes, de la pertinence du Schéma national des infrastructures de transport (SNIT), qui n'est pas vraiment calibré, disons-le, pour atteindre des objectifs de ce type. En revanche, les actions portant sur l'usage de la voiture – comme le covoiturage – sont relativement simples à organiser et ont un effet assez immédiat. Elles se développent beaucoup et ont perdu leur caractère marginal. Je vous renvoie par ailleurs au rapport sur les véhicules écologiques rédigé par M. Denis Baupin et Mme Fabienne Keller pour le compte de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

En ce qui concerne l'agriculture, les éléments clés seront la limitation du recours aux engrais et le développement de la politique forestière.

M. Arnaud Leroy. Permettez-moi, en tant que président du groupe d'études sur les changements climatiques, de vous féliciter pour vos travaux.

Je suis cependant surpris de voir que, dans les données que vous nous présentez, les « autres transports » ne représenteraient que 2 % des émissions de gaz à effet de serre, alors que nous entendons parler de 4 % pour le transport maritime et de 3 % pour le transport aérien.

Quant au report modal, il a en effet ses limites et on constate que les incitations mises en place à l'échelle européenne n'ont pas fonctionné alors même qu'elles ont coûté très cher. Une approche moins simpliste s'impose donc.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Quatrième clé pour réussir la transition énergétique : diversifier les approches pour susciter des changements de comportements. Il s'agit de faire répondre l'intérêt collectif aux intérêts particuliers, c'est-à-dire de faire en sorte que le citoyen ait un intérêt à changer de comportement. Le consommateur s'intéresse aux considérations écologiques, mais celles-ci ne sont pas suffisantes pour susciter des changements de comportements, à moins que l'on n'y ajoute la prise en compte d'autres critères – le coût, l'impact sur la santé, le confort ou encore le temps passé. Plusieurs cibles identifiées par la Cour des comptes sont ainsi difficiles à atteindre à moyen terme. C'est le cas du changement de la ration alimentaire : il est difficile de changer très rapidement les habitudes des Français en ce domaine, encore que la consommation de viande ait beaucoup diminué dans notre pays. C'est aussi le cas, dans une moindre mesure, du développement du télétravail et de l'habitat collectif.

Mais d'autres changements, qui paraissaient inimaginables hier, sont advenus très soudainement, notamment grâce aux nouvelles technologies. Ainsi nous développons actuellement dans ma communauté d'agglomération une plateforme numérique destinée à faciliter le covoiturage ; Autolib favorise l'auto-partage en région parisienne… Ces nouveaux comportements témoignent d'une évolution de la société. Il y a quarante ou cinquante ans, on rêvait d'avoir une voiture de sport ; aujourd'hui, la voiture n'est plus un signe de promotion sociale : ne compte plus que sa fonction utilitaire.

Il reste que la conduite du changement n'est pas le point fort de la mise en œuvre du paquet « énergie-climat ». Les campagnes de communication sont assez mal adaptées. Les incitations fiscales sont d'application immédiate et en évolution constante. Notre rapport insiste donc sur la nécessité d'étendre à de nouveaux producteurs le dispositif des certificats d'économie d'énergie, très efficace et largement utilisé à l'échelle des collectivités locales, mais souvent méconnu.

Nous avançons trois idées pour favoriser des comportements plus sobres en carbone : lever les freins pratiques au changement avant de lancer des campagnes de communication et de mettre en place des incitations financières, donner la maîtrise de l'information aux citoyens consommateurs, et enfin s'appuyer sur les stratégies comportementales. Le jeu « Famille à énergie positive » lancé par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), qui est une vraie réussite, est à cet égard un exemple.

M. François de Rugy, rapporteur. Les changements de comportements vont de pair avec le renforcement de l'information du citoyen – qui est la cinquième clé que nous identifions pour réussir la transition énergétique. Nous souhaitons attirer l'attention sur trois points.

Avec le diagnostic de performance énergétique (DPE), on a franchi un pas important dans le secteur de l'immobilier, d'abord pour les ventes, puis pour les locations. C'est un bon outil, que maîtrisent aujourd'hui aussi bien les propriétaires et les locataires que les professionnels de ces transactions. Les acteurs du marché nous ont d'ailleurs confirmé qu'il jouait un rôle dans la valorisation des biens. Pour autant, ce diagnostic pourrait voir sa crédibilité utilement améliorée et l'on pourrait même envisager, à condition précisément qu'il soit incontestable, de le rendre juridiquement opposable, par exemple *via* l'imposition d'une norme de consommation d'énergie pour la vente d'un bien.

L'étiquetage environnemental des produits domestiques a lui aussi le mérite d'exister, mais, faute de révision de son « échelle », il est devenu obsolète, tous les appareils apparaissant également performants.

Enfin, nous voudrions alerter sur le fait que le compteur « intelligent » Linky, dans sa configuration actuelle, ne donne pas au consommateur une information complète et transparente. En réalité, cette information sera surtout aux mains de l'opérateur et il est peu probable dans ces conditions qu'il contribue à

faire évoluer les comportements. S'il veut connaître en temps réel le coût de l'énergie qu'il utilise, le consommateur devra en effet payer en sus une « box » distribuée par son fournisseur d'énergie. Nous le regrettons, car la connaissance de leur consommation en temps réel est un excellent moyen de faire évoluer les comportements des Français.

Mme Claude Greff. Ma circonscription a été pilote pour l'expérimentation du dispositif. Cela fonctionne très bien !

M. François de Rugy, rapporteur. L'un des principaux obstacles aux changements de comportements dans le domaine de la consommation d'énergie domestique tient au fait que les consommateurs avancent à l'aveuglette. Ils connaissent leur consommation annuelle ou mensuelle, mais ils n'ont pas la possibilité de savoir ce qu'un appareil consomme, ce qui permettrait une maîtrise individuelle des consommations et une meilleure gestion des phénomènes de pointe, qui sont à l'origine de beaucoup d'émissions de CO_2 en France puisqu'elles imposent de recourir aux centrales thermiques ou aux importations d'électricité thermique.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. La généralisation du compteur Linky coûtera tout de même 5 ou 6 milliards d'euros ! Le compteur communicant Gazpar, pour le gaz, a le même défaut : il ne fournit que des informations brutes, à moins qu'on ne dispose de la « box ». Ces informations sont données en kilowattheures pour Linky, en mètres cubes pour Gazpar, mais pas en euros. Or le consommateur a besoin d'une information proche de ses préoccupations ; c'est la maîtrise de l'information sur sa consommation qui le conduira à la sobriété énergétique, et non des informations techniques.

Sixième clé pour réussir la transition énergétique : aider les ménages en difficulté. Ce thème a été abordé par M. François Brottes dans sa proposition de loi instaurant une tarification progressive de l'énergie, mais ce texte a été censuré par le Conseil constitutionnel sur un point important, l'instauration du bonus-malus. Le problème de la précarité énergétique – qui concerne 3,8 millions de ménages – reste donc à traiter. Pour cela, nous devons agir à la fois dans le domaine de l'habitat et dans celui des transports.

Dans le domaine de l'habitat, nous savons que les ménages en difficulté hésitent, même avec des aides, à investir dans la rénovation thermique de leur logement. Et les enquêtes montrent que lorsqu'ils se décident, ils ont tendance à privilégier le confort plus que la rénovation thermique elle-même. Les résultats risquent donc d'être décevants.

Le programme « Habiter mieux » piloté par l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) répond à notre objectif, mais il est parfois méconnu. Il mériterait de faire l'objet d'une publicité plus large et d'être davantage soutenu, en particulier par les collectivités locales. Les familles qui y ont recours sont accompagnées tout au long du processus par un expert qui réalise le diagnostic,

élabore le projet de travaux et participe au montage du dossier de financement. L'ANAH apporte une aide représentant 35 % à 50 % du coût des travaux, qui peut être complétée par des aides des collectivités ou par un tiers-financeur, comme la société d'économie mixte (SEM) *Énergies posit'If* en Île-de-France ou les dispositifs du même type qui existent en Rhône-Alpes.

Néanmoins, il faut avoir en tête que les ressources de l'ANAH proviennent de la vente des quotas de carbone, dont le cours a chuté avec la crise économique. L'enveloppe financière dévolue au programme « Habiter mieux » s'établit à 1,1 milliard d'euros pour la période 2010-2017, mais elle est compromise par cette incertitude sur les ressources.

En matière de transports, les choses sont plus complexes. Les ménages les moins aisés sont en effet les plus touchés par les mesures destinées à pénaliser les comportements polluants : le bonus-malus écologique ne profite pas aux ménages qui n'ont pas les moyens d'avoir une voiture neuve ; les éventuels péages urbains pénalisent ceux qui ne peuvent se passer d'une voiture individuelle en raison de leurs horaires ou de leur éloignement des centres villes. Il convient donc d'engager une réflexion sur les modes de vie et l'aménagement du territoire, en développant le télétravail, en créant des « tiers lieux » à proximité des zones résidentielles ou en limitant l'étalement urbain. Je vois aujourd'hui des « tiers lieux » se créer sur mon territoire ; c'est une tendance qui va aller croissant.

M. François de Rugy, rapporteur. Septième clé de réussite de la transition énergétique : stabiliser et simplifier les dispositifs d'aide fiscale et l'encadrement réglementaire en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Le constat est connu : les dispositifs sont à la fois instables et lourds. Alors qu'ils devraient jouer un rôle d'incitation au développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, ils font plutôt figure de freins. Je pense notamment à la longueur des procédures dans le secteur des énergies renouvelables : il faut entre six et huit ans pour construire une éolienne en France, contre deux à quatre ans chez nos voisins européens.

De même, il convient de stabiliser les dispositifs fiscaux applicables aux ménages. Nous devons éviter le « yo-yo » sur le crédit d'impôt développement durable (CIDD) ou sur les taux de TVA, qui empêche ces dispositifs d'être aussi incitatifs qu'ils devraient l'être.

Nous souhaitons également que les collectivités locales soient davantage associées à la transition énergétique, et qu'on leur donne les moyens – pas nécessairement financiers – d'accompagner ces politiques, y compris le développement d'une production décentralisée d'énergie. L'action des syndicats intercommunaux de distribution d'électricité doit être réorientée en ce sens.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Notre rapport s'inscrivant dans le cadre de la préparation du débat sur la transition énergétique, la question du coût de celle-ci a évidemment son importance. Pour les dispositifs publics actuels

– dont la Cour des comptes a relevé que leur efficacité n'était pas évaluée –, le Conseil national du débat sur la transition énergétique (CNDTE) a estimé ce coût à 37 milliards d'euros par an. Ce chiffre doit bien sûr être considéré avec prudence et le CNDTE estime lui-même qu'il est difficile d'apprécier la dépense de manière certaine. Quant aux investissements à consentir pour l'avenir, leur évaluation reste incertaine faute de modèles macro-économiques adéquats. On peut néanmoins estimer que l'effet de levier des investissements publics et la participation du secteur privé au financement de la transition énergétique sont relativement faciles à obtenir. L'enjeu n'est donc pas tant de trouver de nouvelles ressources que de réorienter les dépenses publiques existantes.

La réunion de la conférence bancaire et financière prévue avant la fin du premier semestre 2014 doit être l'occasion d'associer le secteur bancaire à cette mobilisation et de déterminer les niveaux de rentabilité acceptables pour les opérateurs privés, ainsi que le complément qui pourrait leur être apporté par la puissance publique. Nous pourrions aussi développer les « obligations vertes » – ou *green bonds* – pour orienter l'épargne des ménages vers les investissements nécessaires. Enfin, nous proposons de faire évoluer le rôle de la Banque publique d'investissement (BPI) – qui finance déjà le développement de 11 000 entreprises dans le domaine de la recherche et des services – sur le modèle de son homologue allemande, la *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), de sorte qu'elle puisse proposer un refinancement à long terme, avec des taux réduits, propre à faciliter le développement des énergies renouvelables.

Il faut aussi concevoir des modes de financement innovants. La Caisse des dépôts et consignations (CDC) envisage de partager son expertise dans le domaine du financement participatif, ou *crowdfunding,* cependant que les mécanismes de tiers-financement, que j'ai évoqués tout à l'heure et qui peuvent être très efficaces, sont sans doute appelés à se développer dans les années qui viennent.

M. François de Rugy, rapporteur. Le neuvième point concerne l'accompagnement des entreprises, un sujet transversal mettant en jeu aussi bien l'environnement réglementaire et fiscal que les questions relatives à l'information des entreprises ou au financement de leurs investissements. Comme le soulignent les professionnels, les entreprises sont réticentes à investir dans l'efficacité énergétique, car la rentabilité n'est alors atteinte qu'au bout de six à huit ans, voire davantage, alors que, selon les critères habituels, elle devrait l'être dans les cinq ans. La réponse peut toutefois venir de la BPI, qui a d'ailleurs fait des propositions en ce sens.

En ce qui concerne la structuration du tissu économique et la création de logiques de filières, les collectivités locales nous semblent devoir jouer un rôle essentiel. La prochaine réforme territoriale devrait être l'occasion de leur en donner les moyens.

D'une manière plus générale, il convient de lutter contre les délocalisations car, nous l'avons vu, celles-ci tendent à aggraver les émissions de CO_2.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Le dixième point est fondamental : on ne peut envisager la transition énergétique sans poursuivre, et même développer, l'effort de recherche. C'est donc sur ce point qu'il faut concentrer une grande partie des investissements.

Tous les scénarios de transition énergétique reposent sur des paris technologiques, dont certains sont très ambitieux. Mais ces technologies sont encore balbutiantes : la performance des biocarburants n'atteint pas un niveau suffisant, notamment du point de vue de l'empreinte carbone, pour que l'on puisse en généraliser l'usage ; le biogaz représente incontestablement une solution technologique d'avenir, mais qui n'est pas encore vraiment opérationnelle ; et je ne parle même pas du recours à l'hydrogène pour le stockage de l'énergie. Dans tous ces domaines, il est impératif d'investir massivement pour sortir de l'impasse dans laquelle se trouve la recherche.

De même, le stockage de l'énergie – en particulier de l'électricité – est une technologie embryonnaire : aucun système n'a encore atteint sa maturité. Des différentes familles de techniques existantes, une seule est employée en France : l'usage des stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP). Il est donc souhaitable d'intensifier la recherche dans ce domaine et de réaliser des démonstrateurs.

Enfin, dans le secteur des transports, l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules suppose de poursuivre le développement des moteurs thermiques et des véhicules hybrides rechargeables, ou encore d'améliorer les pneumatiques en vue de diminuer les frottements, car les solutions les plus simples sont souvent les plus efficaces ; mais encore faut-il améliorer notre effort de recherche.

Ces dix points sont amplement développés dans le rapport. Je remercie l'équipe du CEC qui nous a assistés dans ce travail de plus d'une année. Les recommandations que nous faisons peuvent sembler de simple bon sens, mais le bon sens est parfois la chose la moins partagée du monde.

Mme Danielle Auroi. Je vous remercie pour ce rapport qui ouvre de nouvelles pistes et rassemble de nombreuses informations jusqu'alors disséminées.

L'actualité nous rappelle combien il est nécessaire de poursuivre, au niveau de l'Union européenne, la marche vers une société décarbonée. En effet, la crise ukrainienne a mis en évidence la dépendance au gaz russe d'une partie des membres de l'Union. Le moment est donc venu de relancer l'idée d'une Europe de l'énergie et du climat, sur le modèle historique de la Communauté européenne du charbon et de l'acier.

Au sein de la commission des affaires européennes, nous travaillons, Pierre Lequiller, Arnaud Leroy et moi-même, sur l'hypothèse d'une taxe écologique aux frontières de l'Union européenne. Dans ce domaine, il reste du chemin à faire, malgré une première tentative à Bruxelles. L'institution de la taxe sur les transactions financières devrait toutefois faciliter les choses, en donnant un premier exemple d'impôt commun à l'Union avec effet redistributif. Les déclarations relatives à l'« Airbus de l'énergie » ou les conclusions de votre rapport, qui vont dans le même sens, devraient d'ailleurs venir à l'appui de ce travail, dans lequel nous plaçons de grands espoirs.

En matière d'économies d'énergie, il faut certes demander des efforts aux ménages, mais à condition de donner l'exemple. À cet égard, les communes et les intercommunalités peuvent faire beaucoup. Vous auriez ainsi pu auditionner la représentante des agences locales de l'énergie et du climat (ALE). En effet, par l'aide qu'elles apportent aux collectivités locales, ces agences constituent une référence en Europe : elles délivrent des informations aux collectivités, leur permettent de faire des choix et de se regrouper pour agir. Ensemble, elles sont les accompagnatrices du plan climat.

Quand la collectivité montre l'exemple, les citoyens comprennent mieux. De ce point de vue, l'expérience consistant à évaluer l'efficacité énergétique dans les bâtiments de l'Assemblée nationale et du Sénat donnerait sans doute des résultats amusants. Cela conduirait peut-être à supprimer certains systèmes inopportuns d'éclairage et de climatisation.

Les collectivités bien accompagnées font souvent les bons choix ou aident à les faire. C'est pourquoi je regrette certains comportements de résistance liés à une culture politique. Ainsi, dans certaines communes proches de ma circonscription, le premier acte de la municipalité nouvellement élue a souvent été de rétablir l'éclairage public pendant la deuxième partie de la nuit ou de recourir à nouveau aux pesticides quand ils avaient été supprimés. Non seulement ces communes vont vite découvrir le coût d'une telle politique, mais elles auront plus de mal à demander aux citoyens de faire des efforts en termes d'efficacité énergétique. Votre rapport devrait donc contribuer à leur faire prendre conscience que les économies d'énergie sont sources d'économies tout court.

Enfin, dernière remarque : les ménages en difficulté ne sont souvent pas propriétaires de leur logement. Ils peuvent donc bénéficier du travail de rénovation énergétique effectué par les offices HLM ainsi que des nombreux dispositifs d'aide existants. Mais je suis plus inquiète au sujet des copropriétaires appartenant à la classe moyenne. Vous avez indiqué des pistes en matière de rénovation des copropriétés, mais ce travail est à peine entamé. Pourtant, les gains que l'on peut en attendre, en termes d'économies d'énergie ou d'économies tout court, sont considérables.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Danielle Auroi a parfaitement raison d'insister sur le rôle des collectivités locales, un point auquel nous avons

nous-mêmes été très attentifs. De même, les ALE sont évoquées dans le rapport. Je constate cependant que la région Île-de-France en compte très peu. Elles jouent pourtant un rôle fondamental en matière d'information du citoyen et d'aide à la décision.

L'exemplarité dont doivent faire preuve les collectivités locales est un enjeu d'autant plus important qu'elles sont soumises à de fortes contraintes financières. Dès lors, les économies attendues jouent pour beaucoup dans la décision de lancer des programmes de rénovation thermique des bâtiments.

À cet égard, les syndicats d'énergie – je préside moi-même le plus gros syndicat de France – constituent un outil important à la disposition, non seulement des collectivités locales, mais aussi des particuliers. Ainsi, ils peuvent parfaitement intervenir dans la rénovation thermique des copropriétés. Il existe déjà le système du tiers payant ; mais il serait aussi envisageable que les collectivités locales complètent les aides de l'ANAH lorsque cela apparaît absolument nécessaire.

Je partage votre analyse sur la dépendance de l'Europe à l'égard du gaz russe. L'Union européenne a été en partie créée grâce à Staline ; peut-être la politique européenne de l'énergie prendra-t-elle forme grâce à Poutine !

Il est vrai qu'il existe en Europe une forte disparité des *mix* énergétiques : certains pays sont dépendants à 100 % du gaz russe ; d'autres, comme la France, le sont très peu, ce dont on peut se réjouir. Pour autant, il ne faut pas faire de cette question un épouvantail : les Russes n'ont aucun intérêt, à l'heure actuelle, à refuser de fournir l'Europe en gaz, bien au contraire. Il n'en demeure pas moins que l'Europe commence à prendre conscience, au moins depuis la crise ukrainienne de 2006, et encore plus à partir de celle de 2009, qu'elle doit assurer son indépendance énergétique. Or la recherche de l'indépendance énergétique et la politique climatique se rejoignent.

M. François de Rugy, rapporteur. Je continue de penser que l'application aux frontières de l'Union d'une « taxe carbone », quel que soit le nom qu'on lui donnera, constitue un enjeu essentiel. En effet, les représentants des industries électro-intensives, que nous avons auditionnés, disent bien que l'instauration de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre ou de consommation d'énergie inciterait certaines entreprises à délocaliser leur production dans des pays où, de surcroît, une quantité équivalente d'énergie émet une plus grande quantité de gaz à effet de serre. La seule façon de résoudre cette contradiction est de prévoir un mécanisme d'« inclusion carbone » aux frontières de l'Union.

S'agissant de la rénovation des logements, nous avons besoin d'une meilleure connaissance statistique, car les chiffres avancés jusqu'à présent manquent de précision. On parle ainsi de trois millions de ménages touchés par la précarité énergétique – une notion dont tout le monde ne donne pas la même

définition. Une part importante d'entre eux est constituée de propriétaires occupants, assez âgés, vivant dans des maisons individuelles en milieu rural ou périurbain.

S'il existe des leviers d'action en faveur de ces personnes, on comprend aussi quels sont les freins : les difficultés à investir, mais également le fait que la valeur des biens concernés, situés dans des zones peu dynamiques d'un point de vue démographique et économique, risque de n'augmenter que faiblement, même après travaux.

En revanche, le logement social, même s'il connaît des disparités, est un des secteurs les plus dynamiques en termes d'efficacité énergétique. En effet, pour chaque immeuble ou groupe d'immeubles, il n'existe qu'un seul décisionnaire, habitué à effectuer des travaux – y compris de rénovation – dont les coûts sont amortis sur une longue période. Dans les copropriétés, tout est plus compliqué. La loi pour l'accès au logement et l'urbanisme rénové apporte un début de solution, mais il conviendra de s'attaquer vraiment à ce problème dans le cadre de la loi sur la transition énergétique.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Une des questions auxquelles nous avons été confrontés est celle de l'équilibre entre incitation et obligation. À partir de quel moment faut-il obliger les citoyens à changer leurs comportements ? Pour notre part, nous sommes plutôt favorables à des mesures incitatives, quitte à prévoir une date à partir de laquelle l'incitation se transformerait en obligation. Il est également possible de programmer l'obligation non pas à une date préfixe, mais à l'occasion d'un événement tel que la vente d'un bien immobilier. Ainsi le propriétaire de ce bien serait incité à procéder à des travaux de rénovation énergétique s'il veut pouvoir le vendre.

Mme Marie-Noëlle Battistel. Je vous prie tout d'abord d'excuser l'absence de François Brottes, retenu par l'examen du projet de loi sur l'économie sociale et solidaire, et qui m'a donc demandé de le représenter.

Je salue le travail que vous avez accompli tous deux. Même si la France peut se féliciter d'avoir un des *mix* énergétiques les moins carbonés, votre rapport montre qu'il reste de grands progrès à faire. De même, si des changements de comportements s'amorcent, il importe de conforter ces évolutions grâce à des impulsions de l'État.

Vous avez mentionné les STEP, le seul outil efficace dont dispose aujourd'hui la France pour le stockage d'énergie. Même s'il paraît difficile d'envisager de la développer fortement, en raison des fortes contraintes qui y sont associées, la production d'énergie hydraulique peut jouer un rôle très important dans la réussite de la transition énergétique. Or on évoque souvent l'hypothèse d'une ouverture du secteur à la concurrence. Il me paraît pourtant essentiel de conserver une maîtrise nationale de cet outil : comment, en effet, réduire la part du nucléaire, en augmentant celle des énergies renouvelables intermittentes, si le seul

outil de stockage d'énergie vraiment efficace dont nous disposons doit être remis en cause ?

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. N'oublions pas que l'hydraulique est également une énergie renouvelable. Il est cependant difficile d'accroître la part qu'elle représente dans le *mix* énergétique, et qui est aujourd'hui de 9 ou 10 %.

Mme Marie-Noëlle Battistel. Elle est plutôt de 12 ou 13 %. En outre, tout le monde juge possible d'augmenter la production de 6 % grâce à une optimisation des installations. Mais le plus important est que cette forme d'énergie constitue un pilier de l'équilibre du système électrique. Ce sont donc moins ses possibilités de développement qui doivent être mises en valeur que son usage aux fins de régulation et de stockage.

M. Jean-Jacques Guillet, rapporteur. Je note que, contrairement à ce que l'on pourrait imaginer, la France est, en Europe, un des pays où l'énergie hydraulique est la plus développée.

M. François de Rugy, rapporteur. Je saisis l'occasion pour revenir sur l'intermittence, ou la variabilité – le choix du terme a fait l'objet d'un débat sémantique –, qui caractérise les énergies renouvelables. Dans ce domaine, on parle surtout de la production, en oubliant trop souvent que la consommation, elle aussi, varie. Or la France a massivement recours à une énergie de base, l'électricité nucléaire, qui n'est pas du tout capable de faire face aux variations de consommation, parce qu'elle est très peu maniable et qu'il est difficile d'en faire varier la production. À cet égard, le rôle complémentaire que joue l'hydraulique grâce à ses capacités de stockage peut s'accroître avec l'optimisation des installations.

À tous les niveaux, l'optimisation est d'ailleurs la clé de la transition énergétique, qu'elle concerne la consommation – et c'est pourquoi la question des compteurs est si importante – ou les échanges entre pays voisins, car les périodes de consommation de pointe et les moyens de production ne sont pas tout à fait les mêmes d'un côté et de l'autre d'une frontière. L'optimisation peut en effet permettre de résoudre certains problèmes qui, comme celui de la variabilité, sont mis en avant pour justifier l'inaction. C'est d'autant plus vrai que la variabilité des énergies renouvelables est en partie prévisible, comme l'est d'ailleurs, également en partie, la variabilité de la consommation. Il est donc possible de trouver des solutions d'optimisation ne passant pas nécessairement par le recours, en renfort, à de nouveaux moyens de production de type thermique en période de consommation de pointe, ce qui accroît fortement les émissions de CO_2.

Mme Danielle Auroi. J'ai oublié d'évoquer la biomasse, notion qui n'englobe pas seulement les agrocarburants, mais aussi, outre les énergies provenant des ressources forestières, le biogaz. Sous réserve de maîtriser ses éventuels effets sur la santé et l'environnement – mais c'est désormais le cas –,

cette dernière source d'énergie peut contribuer à améliorer le bilan carbone de l'agriculture, dont vous avez bien montré qu'elle pouvait aujourd'hui être considérée comme un « mauvais élève ». Ceux d'entre nous qui sont élus de zones rurales devraient bien mettre cet aspect en valeur, car c'est aussi une façon de convaincre la population.

M. Jean-Paul Chanteguet, président. La loi du 28 mai 2013, qui instituait l'écotaxe, prévoit également l'élaboration d'un schéma national de la logistique. Si nous voulons réduire la contribution du secteur des transports aux émissions de gaz à effet de serre, il convient d'engager rapidement ces travaux.

M. Régis Juanico. Je souhaite faire une remarque relative à nos méthodes de travail. La mise en œuvre du paquet énergie-climat est un sujet fondamental, mais l'examen du rapport de MM. de Rugy et Guillet a lieu dans le cadre du Comité d'évaluation et de contrôle, à un moment où se tiennent de nombreuses réunions, ce qui se traduit par une faible présence des députés. Nos collègues ne pourraient-ils pas le présenter à nouveau dans le cadre de la semaine de contrôle, dans l'hémicycle ou en salle Lamartine, mais en tout cas devant toutes les commissions concernées – c'est-à-dire devant pratiquement toutes les commissions permanentes ?

Bien sûr, cela exigerait que l'exécutif ne nous prive pas systématiquement de notre semaine de contrôle pour les besoins de son ordre du jour, comme ce sera encore le cas en juin. Il est temps d'en finir avec cette mauvaise habitude.

M. François de Rugy, rapporteur. Sans aborder la question de l'organisation de nos travaux, je signale que le groupe écologiste, en lien avec la commission des affaires européennes, a demandé et obtenu l'inscription à l'ordre du jour de la séance publique d'un débat sur la politique climatique européenne, débat pour lequel ce rapport pourra servir de support.

J'admets par ailleurs qu'il faudrait revoir les conditions dans lesquelles il est rendu compte des travaux du CEC.

M. Jean-Paul Chanteguet, président. Le débat annoncé par François de Rugy aura lieu le 28 mai, mais l'après-midi et non plus le soir.

Je remercie les rapporteurs pour l'important travail qu'ils ont effectué. Ce rapport devrait largement contribuer à la qualité du projet de loi sur la transition énergétique que nous attendons tous avec impatience.

Le Comité autorise la publication du présent rapport.

ANNEXE :
PERSONNES ENTENDUES PAR LES RAPPORTEURS

1. Tables rondes :

- « Comment faire émerger un prix du carbone dans une situation de crise économique ? » (6 février 2014) :

– M. Benoît Leguet, directeur de la recherche à CDC-Climat, membre du comité des experts du débat national sur la transition énergétique, accompagné de Mme Maria Scolan, responsable communication et relations institutionnelles, et de Mme Lise Bazalgette, chargée des relations institutionnelles à la Caisse des dépôt et consignations ;

– M. Fernand Felzinger, représentant l'Union des industries électro-intensives, et président de l'IFIEC-Europe ;

– M. Jérôme Schmitt, directeur développement durable et environnement de Total, accompagné de M. François Tribot-Laspiere, responsable relations institutionnelles ;

– Mme Stéphanie Croguennec, chef du département de lutte contre l'effet de serre à la direction générale de l'énergie et du climat ;

– M. Joffrey Célestin-Urbain, chef du bureau environnement – agriculture à la direction générale du trésor.

- « Comment renforcer la contribution du secteur des transports à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? » (13 février 2014) :

– M. Dominique Auverlot, ingénieur en chef des ponts, des eaux et des forêts, chef du département développement durable au Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) ;

– M. Pierre-Henri Bigeard, directeur général adjoint, en charge de la recherche scientifique et technologique d'IFP Energies nouvelles (IFPEN), accompagné de Mme Armelle Sanière ;

– M. Nicolas Le Bigot, directeur des affaires environnementales et techniques du Comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA) ;

– M. Guy Le Bras, directeur général du Groupement des autorités responsables de transport (GART) ;

– M. Jean-Bernard Kovarik, adjoint au directeur général des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM), accompagné de Mme Lise Sutto, chargée de mission au département de la lutte contre l'effet de serre à la direction générale de l'énergie et du climat ;

– M. José Caire, directeur Villes et territoires durables de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), accompagné de M. Yann Tréméac, chef de service adjoint Transports et mobilité.

- « Quelles priorités pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments ? » (20 février 2014) :

– M. Philippe Pelletier, avocat, chargé du pilotage et de la mise en œuvre du plan de performance thermique des bâtiments prévu par le Grenelle de l'Environnement, président du Plan Bâtiment Durable, accompagné de Thomas Matagne, chargé de mission ;

– M. Pascal Payet, conseiller énergie du président de la Fédération française du bâtiment (FFB), accompagné de M. Bertrand Hannedouche, chef du service énergie-environnement du département des affaires techniques ;

– Mme Sabine Basili, présidente de la commission nationale des affaires économiques de la Confédération de l'artisanat et des petites entreprises du bâtiment (CAPEB), accompagnée de M. Alain Chouguiat, chef du service des affaires économiques, et de M. Dominique Proux, chargé des relations avec le Parlement ;

– M. Jean Bergougnoux, ancien président-directeur général d'EDF, président de l'association Équilibre des énergies, accompagné de M. Gilles Rogers, conseiller spécial du Président, et de M Daniel Aubert, délégué général d'EdEn ;

– M. Yann Dervyn, directeur de l'association Effinergie, accompagné de M. Benoît Leclair, vice-président de la Région Rhône-Alpes, représentant de M Jean-Jack Queyranne, Président d'Effinergie ;

– Mme France Bauvin, administrateur de l'Union nationale de la propriété immobilière (UNPI) et vice-présidente de l'Union internationale de la propriété immobilière (UIPI) ;

– M. Yann Ménager, chef de bureau des économies d'énergie et de la chaleur renouvelable à la direction générale de l'énergie et du climat.

- « Comment accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français ? » (27 février 2014) :

– M. Pierre Radanne, président de l'association 4D ;

– M. Jacques Percebois, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (Creden) ;

– M. Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables, accompagné de M. Damien Mathon, délégué général, et de M. Alexandre de Montesquiou, consultant en relations institutionnelles ;

– M. Michel Derdevet, membre du directoire d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) ;

– M. Georges Bouchard, délégué général de l'Association française du gaz (AFG), accompagné de M. Anthony Mazzenga, délégué stratégie ;

– M. Philippe Germa, directeur général de WWF France, accompagné de M. Pierre Cannet, responsable du Programme Climat/Energie, de Mme Silvia Marcon, chargée de mission auprès de la directrice générale, et de Mme Aurélie Pontal, chargée de partenariat ;

– M. Damien Siess, directeur adjoint Productions et énergies durables à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'Energie (ADEME).

- « Comment changer les comportements pour favoriser une consommation plus sobre en carbone ? » (12 mars 2014) :

– Mme Virginie Schwarz, directrice générale déléguée de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ;

– M. Raphaël Claustre, représentant l'association Negawatt, et directeur du Comité de liaison énergies renouvelables (CLER) ;

– Mme Celia Gautier, chargée des politiques européennes à Réseau Action Climat-France (RAC-F) ;

– M. Nicolas Mouchnino, chargé de mission énergie à UFC-Que-choisir ;

– M. Philippe Joguet, directeur développement durable à la Fédération des entreprises du commerce et de la distribution (FCD), accompagné de M. Antoine Sauvagnargues, chargé de mission affaires publiques ;

– Mme Laurence Sellincourt, conseil en prospective et management des transformations au sein du cabinet de sociologie et de prospective Chronos.

2. Auditions :

– M. Pierre Ducret, référent du directeur général de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans le domaine de la transition écologique et climatique, accompagné de Mme Marie-Michèle Cazenave et de Mme Maria Scolan (2 avril 2014) ;

– M. Xavier Bonnet, chef du service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable au Commissariat général au développement durable (CGDD), et M. Robin Edme, conseiller Finance

responsable au CGDD et co-rapporteur du Livre blanc sur le financement de la transition écologique (2 avril 2014) *;*

– Mme Magali Joessel, directrice de la stratégie et du pilotage de Bpifrance, accompagnée de M. Stéphane Hayez et de M. Jean-Baptiste Marin-Lamellet, responsable des relations institutionnelles (2 avril 2014) *;*

– M. Stéphane Pasquier, directeur exécutif de Natixis Energéco (2 avril 2014).

COMMUNICATION DE LA COUR DES COMPTES SUR LA MISE EN ŒUVRE PAR LA FRANCE DU PAQUET « ÉNERGIE-CLIMAT »

COMMUNICATION AU PRÉSIDENT DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE POUR LE COMITÉ D'ÉVALUATION ET DE CONTRÔLE DES POLITIQUES PUBLIQUES

ARTICLE L 132-5 DU CODE DES JURIDICTIONS FINANCIÈRES

LA MISE EN ŒUVRE PAR LA FRANCE DU PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

Décembre 2013

Sommaire

SOMMAIRE **3**

AVERTISSEMENT **7**

RÉSUMÉ **9**

RECOMMANDATIONS **21**

INTRODUCTION **23**

CHAPITRE I - UNE POLITIQUE EUROPÉENNE ET NATIONALE **25**

I - L'adoption du Paquet énergie-climat : une longue gestation **25**
A - La reconnaissance du lien entre réchauffement climatique et gaz à effet de serre 25
B - La lutte contre le changement climatique et les engagements internationaux : de Rio à Doha 28

II - Les engagements européens : le Paquet énergie climat et ses « trois fois 20 » **30**
A - Le contexte 30
B - Le Paquet énergie climat 31

III - Les objectifs propres à la France **34**
A - Transposition du PEC 34
B - Lois POPE et Grenelle 34
C - Une accélération récente de la transition énergétique 38

CHAPITRE II - L'ÉTAT DES LIEUX **41**

I - La place de l'Europe dans les émissions mondiales **41**

II - France : un mix énergétique faiblement carboné 44

III - Les émissions par secteur 46
A - Les transports, premier poste d'émissions 49
B - L'industrie 52
C - L'agriculture 55
D - Le bâtiment résidentiel et tertiaire..... 57

CHAPITRE III - INSTRUMENTS ET MOYENS DU PAQUET ÉNERGIE CLIMAT.....61

I - Les outils européens..... 61
A - Le système communautaire d'échange de quotas européens 61
B - Le captage et le stockage du CO_2 68
C - Les moyens budgétaires de l'Union européenne alloués au PEC 73

II - Les moyens de l'action publique en France..... 77
A - Le pilotage de la mise en œuvre du PEC..... 77
B - La fiscalité..... 80
C - Les dispositifs de soutien financier 84
D - Les mesures réglementaires 91
E - La politique de soutien aux énergies renouvelables 102

III - Les coûts publics de la mise en œuvre du PEC 106
A - Les coûts par secteur 106
B - Coût global : éléments d'évaluation 112

CHAPITRE IV - LE PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT ET L'HORIZON 2020.....122

I - Des résultats ambigus à fin 2011 122
A - Emissions de gaz à effet de serre et efficacité énergétique, les résultats globaux..... 122
B - Le développement des énergies renouvelables..... 124

II - L'horizon 2020 127
A - Les prévisions..... 127
B - Des hypothèses fragiles 129

III - Effets de la mise en œuvre du PEC 134
A - Les effets incertains sur le commerce extérieur et la relocalisation des activités : trois exemples 134
B - Un impact encore modeste sur l'emploi 139

IV - La nécessité d'un effort considérable d'investissement 141
A - La rénovation des logements 141
B - Les énergies renouvelables 143
C - Transports : des investissements considérables pour des retombées environnementales négligeables 147
D - Investissements : éléments d'ensemble 148

V - Union européenne : une politique commune, des situations nationales différentes 151
A - Union européenne : la situation en 2011 151
B - L'Allemagne : une politique énergétique ambitieuse et risquée 156
C - Une politique vertueuse en Allemagne peut en France nuire au climat, et réciproquement 159

CHAPITRE V - INCERTITUDES ET DÉFIS 164

I - Modèles de simulation : une grande incertitude 164
A - La prévalence des modélisations « technico-économiques » 165
B - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2030-2050 170

II - La spécificité démographique française 172

III - Le bouleversement du contexte énergétique 175
A - La crise économique 175
B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis 177

IV - La question de l'intermittence et du stockage 182
A - L'intermittence : un problème sous-estimé 182
B - Le stockage de l'électricité, un enjeu majeur 190
C - Aller vers un coût complet 194

V - Défis technologiques et physiques 199
A - De nombreux paris technologiques à assumer 199
B - Des contraintes physiques 201

VI - Produire mieux, améliorer les usages 204

A - Des changements de comportement pour des économies d'énergie 204
B - Transports : la réduction de mobilité, une réponse non unique sur le climat..... 207
C - Habitat : la solution de l'autonomie énergétique 210

VII - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales 212
A - Emissions et empreinte : deux concepts distincts 212
B - Empreinte, le rôle du commerce international..... 214
C - Empreinte et émissions, des trajectoires divergentes. 215

CONCLUSION GÉNÉRALE.....221

ANNEXES 227

Annexe I. Lettre de saisine du Président de l'Assemblée nationale et lettre de réponse du Premier président de la Cour des comptes 228

Annexe II. Comité d'experts et personnes auditionnées..... 230

Avertissement

Sur proposition du Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques (CEC), le Président de l'Assemblée nationale a saisi par courrier du 6 novembre 2012, le Premier président de la Cour des comptes d'une demande d'évaluation de « *la mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat de 2008* », au titre des dispositions de l'article L. 132-5 code des juridictions financières.

Le Premier président a accepté cette demande par un courrier au Président de l'Assemblée nationale du 24 décembre 2012, la remise du rapport étant fixée à fin décembre 2013.

Outre l'efficience et l'efficacité des instruments de la politique considérée, le rapport aborde l'ensemble de ses résultats et de ses impacts. Toutefois, cette enquête n'a pas mis en œuvre l'intégralité des méthodes requises pour une évaluation. Le champ étudié s'est révélé en effet trop étendu pour que la Cour puisse s'appuyer sur un échantillon représentatif des parties prenantes.

Pour autant, l'enquête a pris appui sur un comité d'experts indépendants, spécialistes des différents domaines concernés. Ce comité, composé préalablement au début des investigations, a été réuni au début des travaux, afin de valider la méthode retenue et les grandes orientations qui en découlaient, puis, après quelques mois, afin de faire examiner les résultats intermédiaires.

D'autre part, l'enquête s'est aussi appuyée sur les principales conclusions des travaux de la Cour sur « la politique de développement des énergies renouvelables », publiées en juillet 2013. Un parangonnage international a enfin été réalisé sur la mise en œuvre du Paquet énergie-climat.

Le contenu du rapport a fait l'objet d'une procédure contradictoire écrite, d'un relevé d'observations provisoires aux administrations et organismes concernés, auquel il a été répondu en novembre 2013. La Cour a procédé à un nombre important d'auditions (cf. liste en annexe II).

Le présent rapport (et ses annexes), qui constitue la synthèse définitive de l'enquête effectuée, a été préparé, et délibéré le 18 novembre 2013, par la formation interchambres, présidée par M. Descheemaeker, président de chambre maintenu, et composée de Mme Seyvet, conseillère maître, M. Ravier, conseiller maître, ainsi que, en tant que rapporteurs

généraux, MM. Rigaudiat et Migus, conseillers maitres, en tant que rapporteurs M. Resplandy-Bernard, conseiller référendaire, M. Batel, rapporteur extérieur, assistés de Mme Martin-Vidal, et, en tant que contre-rapporteur, M. Paul, conseiller maître.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 10 décembre 2013 par le comité du rapport public et des programmes, composé de MM. Migaud, Premier président, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy, Lefas, Briet, Mme Ratte et M. Vachia, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général entendu en ses avis.

Résumé

Établi dans le cadre de la mission impartie à la Cour d'assistance au Parlement et au Gouvernement, le présent rapport répond à une demande d'évaluation de « *la mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat de 2008* », pour le Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques de l'Assemblée nationale.

1 - Une analyse à visée évaluative d'un ensemble complexe : le Paquet énergie climat.

Le « Paquet énergie climat » (PEC), qui rassemble les éléments de la politique européenne de lutte contre le réchauffement climatique, est un ensemble de textes discutés et décidés sous présidence française, puis adoptés en 2009 à la suite de négociations entre pays membres aux intérêts parfois divergents.

Son caractère, nécessairement composite, rend déjà, à lui seul, l'évaluation de sa mise en œuvre complexe. Ses trois objectifs principaux, résumés sous le terme des « trois fois vingt », impliquent, en effet, à l'horizon 2020, une réduction globale pour l'Union Européenne de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), le développement des énergies renouvelables (EnR) au niveau de 20 % de la consommation d'énergie finale et une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique, seuls les deux premiers objectifs étant contraignants. Or la poursuite des uns n'est pas indépendante de celle des autres. Ces objectifs peuvent ainsi, soit se conforter, soit, parfois, se contrarier. Ils se confortent, par exemple, lorsque l'amélioration de l'efficacité énergétique contribue à la baisse des émissions. À l'inverse, ils peuvent se contrarier lorsque, par exemple, le développement des énergies renouvelables conduit à ce qui, plus loin, est appelé une « carbonation paradoxale ».

L'évaluation du PEC est de surcroît rendue plus délicate encore par les singularités de chacun des Etats-membres. D'abord, parce que, dans le cadre général du PEC, chacun d'entre eux s'est vu attribuer des objectifs propres, déterminés en fonction de sa richesse économique dans le cadre du « partage du fardeau » : pour la France, -14 % d'émission de GES par rapport à 1990 (hors système de permis négociables) et 23 % d'EnR. Ensuite, parce que chacun est, par ailleurs, resté maître de la définition et de la poursuite de ses objectifs et horizons, dès lors du moins qu'ils respectaient ceux du PEC. Tout comme ses partenaires, la France n'a pas manqué de mettre en œuvre sa propre politique, dont certains des objectifs étaient même plus ambitieux que ceux que l'Europe lui avait

attribués. Cette multiplicité des horizons et des objectifs, si elle s'avère être un obstacle supplémentaire à l'évaluation, est d'abord une difficulté et un risque pour une mise en œuvre cohérente et un suivi efficace de la politique de lutte contre le changement climatique.

La Cour des comptes ne pouvait s'abstraire de ce contexte. Son analyse porte donc sur l'ensemble des mesures prises en France visant à une transition énergétique, appelée aussi « transition écologique », qui permet de lutter contre le réchauffement climatique. Elle s'efforce de resituer dans cet ensemble ce qui relève spécifiquement du PEC. Il ne s'agit donc pas à proprement parler d'une évaluation de la mise en œuvre du PEC, au sens méthodologique que la Cour donne au terme « évaluation », mais, d'une analyse à visée évaluative.

2 - France : un mix énergétique déjà parmi les moins carbonés

Avec 227 tCO_2 émises par M€ de PIB en 2009 et, selon des données encore provisoires, moins de 210 tCO_2 aujourd'hui, la France est l'une des économies parmi les moins carbonées en Europe, la deuxième après la Suède. Rapportées au PIB, les émissions françaises représentent ainsi moins des 2/3 de la moyenne de l'Union européenne ou des émissions de l'Allemagne, à peine plus de la moitié de celles des Pays-Bas.

Cette spécificité est essentiellement due à une production électrique qui est aux ¾ issue du nucléaire et au 1/6 de sources renouvelables. Au total, l'électricité est ainsi, en France, produite à plus de 90 % à partir de sources non-émettrices de CO_2. Avec 79 g CO_2 par kWh produit, la France émet de ce fait entre cinq et six fois moins que l'Allemagne ou les Pays-Bas pour sa production électrique.

Du fait de cette particularité, les émissions de gaz à effet de serre, autrement dit de carbone (CO_2) et d'autres gaz (méthane, protoxyde d'azote, etc.) de la France proviennent d'abord des transports : 28 % dues à 95 % au seul transport par route. Malgré la contraction récente de l'activité industrielle et les efforts particuliers du secteur de la chimie, l'industrie représente encore 22 % des émissions de GES. L'autre spécificité française est le poids élevé de l'agriculture dans ses émissions de GES (21 % du total, contre seulement 9 % en moyenne en Europe), avec des gaz tels le protoxyde d'azote et le méthane, dont le pouvoir de réchauffement global (PRG, exprimé en tonnes équivalent de CO_2, $teqCO_2$) est élevé au regard de celui du CO_2. Enfin, avec 18,2 % des émissions, le logement et les activités de service (le « résidentiel-tertiaire ») représente le quatrième et dernier secteur émetteur.

3 - La défaillance des deux outils européens : le marché du carbone et la capture et stockage du carbone

S'agissant de l'Europe, le système d'échange de quotas européens (SCEQE), qui vise à constituer un marché du CO_2, est le principal instrument de la réduction des émissions de GES. Du fait de la gratuité et des surplus de quotas attribués, il n'a, jusqu'ici, que peu touché la compétitivité des entreprises. En contrepartie, il n'a pas non plus réussi à faire émerger un prix du carbone à la hauteur des objectifs de réduction des émissions qui lui avaient été fixés. En période de conjoncture économique défavorable, une conception peu flexible du système a interdit d'ajuster les quotas en conséquence.

De même, s'agissant de l'autre instrument de régulation, le captage et stockage du CO_2 (CSC), l'échelon européen a également été privilégié pour développer les projets. Ses incertitudes techniques, la faible rentabilité des projets du fait du bas prix du carbone et le modeste soutien des Etats ont contribué à ce qui est aujourd'hui un échec avéré. Plus globalement, la mise en œuvre de ces deux instruments, pourtant présentés comme essentiels, a été mise en échec par l'absence d'un prix significatif du carbone. Sa faiblesse actuelle constitue un frein majeur à l'investissement dans la « décarbonation » de l'industrie.

4 - Les outils français de la politique de transition énergétique : une diversité insuffisamment coordonnée et évaluée

S'agissant de la France et de ses outils propres, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de très nombreux dispositifs, de nature tant réglementaire que financière ou fiscale. Globalement, ces mesures très diverses souffrent d'une insuffisante évaluation de la part de l'État, tant en ce qui concerne leur efficacité propre que leur coût effectif.

L'État n'a, en particulier, pas suffisamment mobilisé ses capacités d'expertise pour ajuster sa politique aux réalités. Ainsi, des situations de rente, voire de véritable « bulles » financières, ont parfois été créées, toujours financées par le consommateur ou le contribuable. L'exemple du mauvais ajustement initial des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque est emblématique d'un tel risque. À l'inverse, certains dispositifs mériteraient d'être renforcés, comme le fonds chaleur. Enfin, la mise en œuvre territoriale du PEC est largement perfectible. Ainsi, au total, l'État a été peu performant, que ce soit en termes de simplicité comme de cohérence de son dispositif réglementaire.

Les montants en jeu sont importants : actuellement et selon les dernières données disponibles, de l'ordre de 37 Md€ d'investissements

énergétiques chaque année, qui sont soutenus par près de 20 Md€ de crédits publics ou liés (tarifs, CSPE, prêt bonifiés..), dont 3,6 Md€ de crédits budgétaires d'État. Or ces montants ne sont encore que très imparfaitement connus. Il est, en particulier, indispensable que le document de politique transversale « Lutte contre le changement climatique », annexé au projet de loi de finances, soit profondément amélioré, afin que la représentation nationale puisse disposer d'une information transparente et fiable sur l'action de l'État.

5 - Une nécessité : renforcer l'interministérialité

La mise en œuvre du PEC, par nature transversale et interministérielle, pose à l'État un problème d'organisation et de pilotage, qu'il n'est pas encore parvenu à entièrement relever. À cet égard, les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent notablement perfectibles.

Le caractère interministériel d'une politique aussi structurante pour l'avenir du pays que celle de la lutte contre le changement climatique et de réduction des GES est aujourd'hui insuffisamment affirmé et ne trouve pas véritablement sa traduction dans l'organisation administrative. Ceci vaut tant pour le processus de concertation et de décision en amont, que pour le pilotage des moyens, leur coordination et, *in fine*, leur évaluation. Il doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits, tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour la mise en œuvre, le pilotage et l'évaluation du PEC.

Le processus de concertation pourrait être désormais confié à un organisme tel que le Commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat, et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

6 - France : des résultats positifs ont été obtenus, mais les objectifs 2020 seront difficiles à atteindre

Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 %, pour atteindre 474 MteqCO_2 en 2011. L'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO_2) sera donc largement dépassé. Toutefois, cette situation est le résultat d'évolutions contrastées selon les secteurs. Elle a, pour une large part, été obtenue, grâce à la réduction très

nette par l'industrie des émissions de gaz autres que le CO_2 et en raison des conséquences de la crise économique. L'agriculture a également connu une baisse, d'ampleur limitée, du fait de la réduction des émissions de protoxyde d'azote et de meilleures pratiques culturales. Le secteur logement-tertiaire connaît surtout des fluctuations annuelles en fonction de la rigueur du climat, sans qu'une réelle tendance à la baisse puisse être dégagée. Enfin, le secteur des transports a connu une hausse de ses émissions de 1990 jusqu'en 2004, que la baisse enregistrée depuis lors n'a pas encore permis d'effacer.

En l'état actuel des prévisions, les objectifs 2020 en matière de réduction d'émission de GES et d'efficacité énergétique paraissent pouvoir être atteints. Il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes, notamment en matière de construction de logements et de rénovation thermique. Cela rend une telle prévision particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait encore plus fragiliser la perspective de cette réalisation.

Le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire qui a été fixée. En revanche, avec 20,6 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour l'horizon 2020, du fait de ce retard, atteindre les objectifs supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 pour l'électricité renouvelable et sept fois pour la chaleur renouvelable. Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 en matière d'énergies renouvelables apparaît ainsi difficile.

7 - Europe : une meilleure efficacité énergétique, les ambiguïtés de « l'Energiewende » allemande

Tous les Etats les plus importants de l'Union européenne voient leur intensité énergétique diminuer depuis 2000. Il reste que la hiérarchie

des pays demeure pour l'essentiel inchangée : depuis 1990, les moins émetteurs demeurent la Suède et la France.

La politique allemande de transition énergétique, *l'Energiewende*, est souvent mise en exergue, dans la mesure où elle repose sur une sortie rapide du nucléaire et une accélération de la mise en œuvre des énergies renouvelables. Elle fait ainsi office d'exemple et de laboratoire de la transition énergétique. L'Allemagne a été pionnière du développement des EnR au niveau mondial, et la production d'électricité renouvelable y a été multipliée par six en quinze ans, au prix d'un investissement considérable dans les installations photovoltaïques et éoliennes. La contrepartie en est que, du fait de la nécessité de faire appel à des énergies de soutien pour faire face à l'intermittence des EnR, l'Allemagne a, de fait, renoncé à la priorité de diminution des émissions de CO_2, celles-ci connaissant désormais, au contraire, une hausse. Au total, l'Allemagne continue d'être un grand émetteur, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

Cette politique se heurte aux difficultés à développer le réseau de transport et de distribution qui lui est nécessaire. Elle suscite ainsi actuellement des réticences des pays voisins, qui voient de ce fait la sécurité de leurs propres réseaux en risque d'être compromise. Enfin, la mise sur le réseau d'un volume important d'électricité d'origine intermittente conduit, du fait de l'obligation d'achat faite aux opérateurs, à des évolutions erratiques du prix de l'électricité, qui vont jusqu'à le rendre parfois négatif. Cela met actuellement fortement en péril la rentabilité des centrales au gaz, pourtant nécessaires pour produire une électricité de soutien faiblement carbonée.

8 - La nécessité d'un effort considérable d'investissement

S'il est encore difficile d'en appréhender avec précision le montant exact, il apparaît néanmoins avec certitude que l'effort d'investissement requis par la transition énergétique sera considérable et devra porter sur plusieurs décennies. C'est, entre autres, ce que le récent « débat national sur la transition énergétique» a permis d'établir. Cet effort suppose, en effet, une augmentation des investissements dédiés à l'énergie que l'on peut estimer être, selon les différents scénarios retenus, comprise entre 0,5 et 2 points de PIB. Par rapport à la situation actuelle et aux 37 Md€ aujourd'hui consacrés aux investissements énergétiques, il s'ensuivrait un accroissement, variant entre + 30 % et un doublement, dont il faudra trouver le financement.

Il convient, au demeurant, de souligner qu'un tel effort d'investissement ne se traduit ni nécessairement, ni mécaniquement par la

structuration de filières industrielles durables permettant de déboucher sur des créations d'emplois substantielles. Le développement ou la consolidation d'une filière industrielle supposent que des conditions soient impérativement réunies - loyauté de la concurrence internationale, stabilité des règles et des incitations, délai de mise en place d'une capacité de production, notamment - qui ne se limitent pas à l'investissement, même massif, dans les biens qu'elles sont appelées à produire. L'investissement dans la transition ne saurait en lui-même passer pour un substitut de politique industrielle. Celle-ci demeure indispensable.

9 - Des choix à assurer, des incertitudes à lever : développer les outils de simulation

L'horizon de long terme qui est celui de la transition énergétique, dans laquelle le PEC s'inscrit, comme l'ampleur des investissements requis, rendent d'autant plus nécessaire que des scénarios contrastés puissent être publiquement examinés, confrontés et discutés afin de rendre beaucoup plus transparent le débat collectif qui est indispensable et d'ainsi permettre des choix éclairés. Force est de constater que, faute d'instruments aisément mobilisables, tel n'est pas encore le cas.

Les outils actuellement disponibles et habituellement utilisés sont, en effet, des modèles qui, pour l'essentiel, reposent sur une modélisation physique de la transition énergétique. Leurs limites sont apparues lors du débat national sur la transition énergétique. En raison de la complexité de leurs hypothèses, de tels modèles se prêtent, en effet, très mal au débat public, dès lors restreint à un cercle limité d'experts. De surcroît, ils ne permettent que très difficilement de déboucher sur les conditions et les effets économiques de la transition – investissements requis et leur financement, équilibre de la balance extérieure, etc. - et ses conséquences sociales – coût pour le consommateur et son pouvoir d'achat, emplois créés.

Quant aux modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, elles en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur qui permettent d'en examiner les principes et de les perfectionner. Elles n'ont, en tout état de cause, pu être véritablement utilisées pour le débat national. Il n'est ainsi que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'ait pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques, tant celles en responsabilité de piloter le débat, que celles dont la mission est de développer les outils de la prévision économique.

De tels outils sont d'autant plus nécessaires que le contexte énergétique mondial et européen subit deux ensembles de transformations, qui risquent de l'affecter durablement.

La crise économique, tout d'abord, est venue soutenir les résultats positifs obtenus en matière d'émissions, alors que, à moyen et long terme, la sensible réduction des investissements ne peut que porter des effets négatifs.

Le deuxième bouleversement provient du développement rapide de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels – pétrole et gaz. Limitée actuellement pour l'essentiel aux Etats-Unis, mais sans doute à l'avenir étendue dans de nombreux autres pays, cette mise en exploitation est un facteur considérable de perturbation, dont il est indispensable de prendre l'exacte mesure. Elle a d'ores et déjà entraîné une forte baisse du prix du charbon, amenant ainsi à une substitution de celui-ci au gaz dans les centrales de « back up » et, plus largement, à une recarbonisation en Europe. Par ailleurs, indépendamment des choix français, la poursuite de son développement amènera une modification sans doute importante et durable des perspectives économiques de l'énergie. Tout scénario se devra de prendre en compte cette incertitude majeure.

10 - Répondre au défi de l'intermittence

Comme le montre l'*Energiewende* allemande, dès lors que la place des énergies renouvelables devient importante dans la production électrique, leur intermittence est un facteur de désorganisation. D'abord, physiquement, parce que les réseaux doivent y être adaptés. Ainsi, le développement des EnR requiert le renforcement des réseaux et le développement de leur interconnexion. L'acceptabilité sociale de ces conséquences pratiques du développement des EnR – la création de lignes supplémentaires, notamment à très haute tension, l'effacement de la demande - reste à vérifier, alors même qu'elle en est l'une des conditions.

Ensuite, les questions du stockage de l'énergie et de la gestion des réseaux apparaissent comme des enjeux cruciaux et coûteux, pourtant très largement mésestimés. De façon générale, la transition suppose des technologies en rupture, dont la maturité, le plus souvent espérée et présumée par les divers scénarios à l'horizon d'une ou deux décennies, doit être interrogée. À tout le moins, cela implique la nécessité d'un accroissement sensible de la recherche et du développement de démonstrateurs en ces domaines.

Il faut enfin pouvoir suppléer à des éventuelles insuffisances. Répondre aux besoins avec une production d'électricité incertaine implique, en effet, de prévoir les dispositifs de complément : importations

d'électricité et donc interconnexions renforcées, centrales de « back up » et donc recarbonation du mix électrique, surdimensionnement de la puissance installée et donc investissements supplémentaires, stockage durable de l'énergie, effacement de la demande, notamment. Les réponses sont connues dans leur principe, mais certaines ne sont ni techniquement ni économiquement accessibles à l'heure actuelle. Toutes ont un coût.

11 - Aller vers des coûts complets et systémiques de l'énergie

Force est de constater que la prise en compte de ces différents éléments n'est pas actuellement réalisée ni, *a fortiori*, suffisamment intégrée dans les choix à appliquer. Cette remarque, qui vise à aller vers des coûts complets et systémiques, est d'ailleurs d'ordre général. Elle vaut pour l'ensemble des sources et pas seulement les EnR. Une telle omission est peu dommageable quand les EnR demeurent marginales dans le mix énergétique, mais elle devient cruciale dès lors que cette place peu à peu s'affirme. Elle est, de ce fait, devenue indispensable. Elle conduira à mieux évaluer l'ampleur des investissements nécessaires, qui ne consistent pas seulement en les seules installations de production. Elle permettra d'évaluer les surcoûts de l'énergie qui s'ensuivraient et qu'il faudra, *in fine*, faire supporter au consommateur ou au contribuable. Elle amènera, ensuite, à mieux hiérarchiser les priorités, puisque le choix entre les différentes sources d'énergie à utiliser, - et notamment les EnR non intermittentes (biomasse, géothermie, notamment) -, pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Enfin, elle permettra des choix plus rationnels dans l'organisation et l'équilibre entre les deux principaux types de moyens à mobiliser pour aller vers une économie décarbonée : le développement des énergies renouvelables et une efficacité, sinon une sobriété, énergétique accrue.

La transition vers les nouvelles sources d'énergie soulève de très nombreuses questions. Il faudra impérativement leur trouver des réponses, si l'on veut pouvoir éviter les blocages que l'on peut dès aujourd'hui anticiper, en particulier à partir des difficultés que provoque la politique allemande d'*Energiewende*. Ces questions sont multiples : soutenabilité du coût, limites physiques des sources substituables aux hydrocarbures, incertitudes technologiques et économiques, notamment liées à l'intermittence des énergies solaire et éolienne.

Reste aussi la question du modèle économique à utiliser dans l'avenir : marché de capacités pour les énergies de complément, dites de « back up », interrogation sur l'efficacité de l'obligation d'achat, juste valorisation du coût du carbone, valorisation du stockage et d'un « réseau intelligent » de transport et de distribution, adaptation et effacement de la consommation, autoconsommation de l'énergie produite, par exemple.

12 - Organiser l'effort autour des usages de l'énergie plutôt que de sa seule production

Défini au niveau de l'Union européenne, le PEC s'est, au total, révélé mal adapté à la situation française. Disposant, et de très loin, d'un mix énergétique parmi les moins carbonés, de l'Union et du monde, du fait de la place qu'y occupe l'énergie nucléaire, la France est de ce fait pénalisée par un objectif de réduction des émissions commun fixé en valeur relative. Elle l'est d'autant plus que sa dynamique démographique positive la distingue fortement de ses partenaires. S'il ne constitue donc que l'un des multiples déterminants de la donne énergétique, le facteur démographique ne devrait cependant manquer d'être pris en compte, que ce soit dans les réflexions sur les évolutions à donner à un éventuel nouveau Paquet énergie-climat, dans la fixation d'objectifs au-delà de 2020, ou dans la répartition des efforts à réaliser par chacun des pays de l'Union.

Quant à la politique de transition énergétique française, largement tournée vers la production d'énergie électrique renouvelable, elle reste très insuffisamment soucieuse des progrès qui pourraient être réalisés dans des usages beaucoup plus efficaces de l'énergie. De surcroît, essentiellement centrée en ce domaine sur le logement, elle se préoccupe trop peu des autres secteurs. Ceci est particulièrement vrai des transports, pourtant premier émetteur de CO_2, et de l'agriculture, dont les émissions de GES autres que le CO_2 sont très significatives.

Il apparaît donc nécessaire de beaucoup plus organiser l'effort autour des usages de l'énergie, plutôt que de, paradoxalement, le focaliser à l'excès sur celui de sa seule production, d'ores et déjà, en France, peu carbonée.

13 - Pour lutter contre le changement climatique, plutôt faire le choix de réduire l'empreinte carbone

Au-delà du cas français, les objectifs du PEC apparaissent de plus en eux-mêmes mal adaptés à ce qui est le but ultime : la lutte contre le changement climatique. Fixés en termes d'émission de GES, et plus particulièrement de leurs émissions nationales, ils gagneraient à l'être en termes d'empreinte. En incluant le contenu en carbone des exportations et des importations, cette notion permet, en effet, de prendre en compte une réalité qui, dans des économies ouvertes, est désormais globale.

Le modèle de consommation, plus que le système de production, tel est bien, en définitive, ce qu'il conviendrait de modifier, dès lors du

moins que l'on est dans une économie relativement peu carbonée et que l'on vise à lutter efficacement contre le réchauffement climatique.

Empreinte ou émissions, c'est autour de cet objectif principal et, si possible, unique que cette politique devrait en définitive être organisée.

* * *

Par l'ampleur des transformations qu'elle requiert, par la mise en cause des modèles culturels – alimentaires, de mobilité, de logement et d'urbanisme - et la recherche d'une sobriété énergétique inédite qu'elle suppose, la transition énergétique rendue nécessaire par le réchauffement climatique et la dépendance de nos économies aux énergies fossiles, est un projet qui véritablement implique l'invention d'un nouveau modèle de société. Par l'importance des investissements qu'elle nécessite, elle devrait conduire à la mobilisation durable de moyens financiers considérables. La France, qui contribue pour 4 % au PIB mondial et pour 1 % aux émissions, ni même l'Europe, avec 25 % du PIB mondial et 8 % des émissions, ne peuvent la mener seules.

Une telle mutation ne peut ni s'inventer, ni se conduire sans une implication et une acceptation sociale fortes. Sa définition doit pouvoir reposer sur un débat public informé et transparent.

Recommandations

La Cour formule les recommandations ci-après :

Recommandation 1 :

- réaffirmer le rôle et rénover le fonctionnement du comité interministériel pour le développement durable. Son secrétariat permanent devrait relever du ministre chargé de l'environnement et du développement durable et être assuré par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le commissariat général au développement durable pourrait être supprimé ;

Recommandation 2 :

- dans le document de politique transversale de « lutte contre le changement climatique, », annexé à la loi de finances, présenter de façon transparente et méthodologiquement fiable les résultats et les moyens de cette politique, en identifiant ceux qui relèvent du Paquet énergie climat (PEC) ;

Recommandation 3 :

- charger le commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) du débat et de la concertation sur la transition énergétique, et de la mise au point des outils de simulation nécessaires ;

Recommandation 4 :

- regrouper et simplifier les différents dispositifs de soutien et d'accompagnement. Une fois définis et correctement quantifiés, ils devront demeurer stables, afin de permettre aux acteurs de s'engager dans des investissements de longue durée ;

Recommandation 5 :

- intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs dans les domaines qui constituent des verrous technologiques au développement des énergies renouvelables ;

Recommandation 6 :

- revoir les méthodes de soutien et de financement de la politique de développement des énergies renouvelables, en intégrant les coûts complets systémiques dans le calcul économique (la Cour réitère ici ses recommandations contenues dans son rapport public thématique[1] de juillet 2013 sur cette politique) ;

Recommandation 7 :

- au-delà des moyens déjà engagés dans la politique concernant le logement et le secteur tertiaire, accroitre les moyens de la politique d'efficacité énergétique, tout particulièrement dans :

  a. les transports, où l'effort principal doit porter sur la route ;

  b. l'agriculture, pour laquelle il faut inciter à la diminution de l'utilisation des engrais, développer la politique de la forêt et de l'utilisation des sols ;

  c. la politique de « l'État exemplaire », où il s'agit de rattraper un retard important ;

Recommandation 8 :

- adopter, pour le futur Paquet énergie-climat, un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs devant lui être subordonnés ;

Recommandation 9 :

- privilégier la réduction de l'empreinte carbone plutôt que celle des émissions nationales.

[1] Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable*. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Introduction

Le Paquet énergie-climat (PEC) consiste en un ensemble de textes publiés en 2009, qui définissent, sur un calendrier allant jusqu'à 2020, la politique communautaire de lutte contre le réchauffement climatique et les éléments de politique énergétique qui y contribuent. Le travail de la Cour a porté sur l'analyse de la transposition et la mise en œuvre nationale de cette politique.

Après une brève analyse des objectifs européens et la façon dont ils s'insèrent dans les objectifs nationaux préexistants (chapitre I), le rapport analyse les résultats (chapitre II) et l'efficience de la mise en œuvre de cette politique, à travers les outils et les moyens mis en œuvre jusqu'à présent (chapitre III).

Le chapitre IV développe, à partir de l'état actuel, les perspectives et les conditions nécessaires à la réalisation des objectifs 2020 du PEC. Une comparaison y est faite avec les résultats obtenus par les principaux pays européens.

Enfin, le chapitre V tire les enseignements de la mise en œuvre du PEC en France et en Europe, dans un contexte énergétique mondial en pleine évolution : problématique de l'intermittence des énergies renouvelables, avec les verrous technologiques et économiques qui lui sont associés, défis sociétaux des politiques à mettre en œuvre pour une meilleure efficacité énergétique, réduction non seulement des émissions nationales mais aussi de l'empreinte carbone, etc.

Le sujet très étendu du Paquet énergie climat a nécessité, pour l'analyse de sa mise en œuvre, un travail approfondi dans différents domaines. En conséquence, une série de sept annexes thématiques complètent le rapport : le nouveau contexte international et l'Europe, la « carbonation » paradoxale, empreinte et taxe, la mise en œuvre du PEC par secteur, le système communautaire d'échanges de quotas, les défis technologiques, les modèles de simulation, le captage et stockage du carbone (CO_2).

Chapitre I

Une politique européenne et nationale

I - L'adoption du Paquet énergie-climat : une longue gestation

A - La reconnaissance du lien entre réchauffement climatique et gaz à effet de serre

Bien qu'il ait été démontré et décrit dès 1827 par Jean-Baptiste Fourier, ce n'est qu'à la fin du XIX^{ème} que le physicien danois Svante Arrhenius analyse le mécanisme d'*effet de serre* et prédit l'influence d'une augmentation du carbone (CO_2) sur la température de l'atmosphère. Ces travaux furent ensuite oubliés. Ce n'est qu'à partir de la fin des années 1960 que les études reprirent sur les effets de la forte hausse de la concentration de CO_2.

En 1990, le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)[2] nouvellement créé, conclut à « *la certitude que […] les*

[2] Créé en 1988, le GIEC est placé sous l'égide du Programme des Nations-Unies pour l'environnement (PNUE) et de l'Organisation mondiale de la météorologie (OMM). Il a pour mission « *d'évaluer, sans parti pris et de façon méthodique, claire et objective, les informations d'ordre scientifique, technique et socio-économique qui nous sont nécessaires pour mieux comprendre les fondements scientifiques des risques liés au changement climatique d'origine humaine, cerner plus précisément les conséquences possibles de ce changement et envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et d'atténuation. […]. Ses évaluations sont principalement fondées sur les publications scientifiques et techniques dont la valeur scientifique est largement reconnue.* »

émissions dues aux activités humaines accroissent sensiblement la concentration dans l'atmosphère des gaz à effet de serre : dioxyde de carbone, méthane, chlorofluorocarbones (CFC) et oxyde nitreux. Cette augmentation renforcera l'effet de serre, intensifiant le réchauffement général de la surface terrestre. ».

Depuis, les mesures et les modèles n'ont cessé de s'affiner au fur et à mesure des rapports quadriennaux de ce groupe d'experts. Le GIEC a publié, fin 2013, ses dernières conclusions à l'intention des décideurs politiques[3] et un premier rapport scientifique[4]. Il déclare ainsi que : « l'*influence humaine sur le système climatique est claire. Cela est évident à partir de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, du forçage radiatif positif, du réchauffement observé et de la compréhension du système climatique* »

L'élévation mesurée des températures, attribuée à l'augmentation depuis les débuts de la période industrielle (cf. figure 1) de la concentration des gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique, risque, à terme, de créer des dérèglements de grande ampleur.

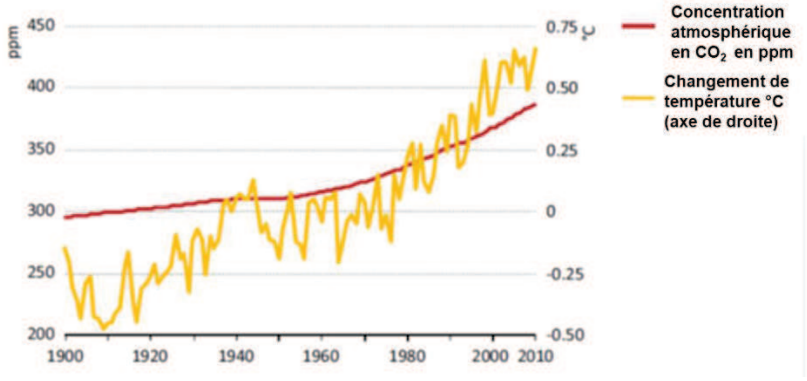


Figure 1. Evolution de la température moyenne mondiale (en jaune) au regard de l'évolution de la concentration atmosphérique de CO_2. Source: Cour des comptes d'après "Redrawing the energy-climate map. World Energy Outlook Report, June 10th, 2013".

Historiquement située aux environs de 275-280 ppm[5], la concentration atmosphérique en CO_2 a atteint le chiffre de 400 ppm au

[3] Cf. le « Résumé de conclusions du 5ème Rapport du GIEC à l'attention des décideurs », adopté par les 195 délégations membres du GIEC le 27 septembre 2013.
[4] Working group, Contribution to the IPCC fifth assessment report climate change 2013: the physical science basis
[5] Particules par million.

Mauna Loa en mai 2013, soit une augmentation de près de 35 % par rapport aux maxima cycliques depuis 400 000 ans (cf. Figure 2).

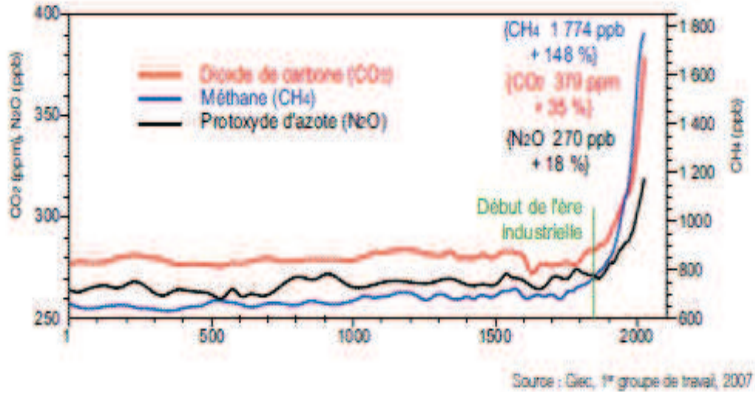


Figure 2. Concentrations atmosphériques de GES de l'an 1 à 2005.

Gaz à effet de serre, CO_2 et pouvoir de réchauffement global

Si le dioxyde de carbone (CO_2) est le principal gaz "naturel" à effet de serre, après la vapeur d'eau (H_20) dont l'origine anthropique est jusqu'à présent négligeable, cinq autres gaz sont internationalement reconnus comme étant les principaux responsables de l'effet de serre :

- *Le méthane (CH_4) ou gaz naturel ;*
- *L'oxyde nitreux (N_2O) ;*
- *L'hexafluorure de soufre (SF_6) ;*
- *Les hydrofluorocarbures (HFC) ;*
- *Les perfluorocarbures (PFC) ou hydrocarbures perfluorés.*

Chacun de ces gaz possède un "pouvoir réchauffant global" (PRG) différent[6], indicateur calculé sur la base d'un horizon d'un siècle, afin de tenir compte de la durée de séjour des différentes substances dans l'atmosphère. Par définition, l'effet de serre attribué au CO_2 est fixé à 1 et celui des autres substances l'est relativement au CO_2. Le PRG, qui donne une estimation d'ensemble de l'effet de serre, est ainsi exprimé en "équivalent CO_2" (noté eqCO_2). Les correspondances reconnues sont les suivantes : CO_2 = 1 ; CH_4 = 21 ; N_2O = 310 ; SF6 = 23 900 ; HFC = variables selon les molécules et l'année considérées (valeur pondérée de 5 011 en 1990, 6 726 en 1993, 1 620 en 2010) ; PFC = variables selon les molécules considérées (valeur pondérée de 7 317 en 1990, 7 508 en 1994 et 7 320 en 2010)

[6] Adopté par toutes les instances internationales, comme par le GIEC, cet indicateur vise à regrouper sous une seule valeur l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre et permet de mieux mesurer l'externalité négative de chacun de ces gaz.

À titre d'exemple, l'émission d'1 kg de méthane dans l'atmosphère produira, sur un siècle, un effet identique à l'émission de 23 kg de CO_2 ; de même le rejet d'1 kg d'hexafluorure de soufre dans l'atmosphère, produira le même effet, sur un siècle, que l'émission de 23 900 kg de CO_2.

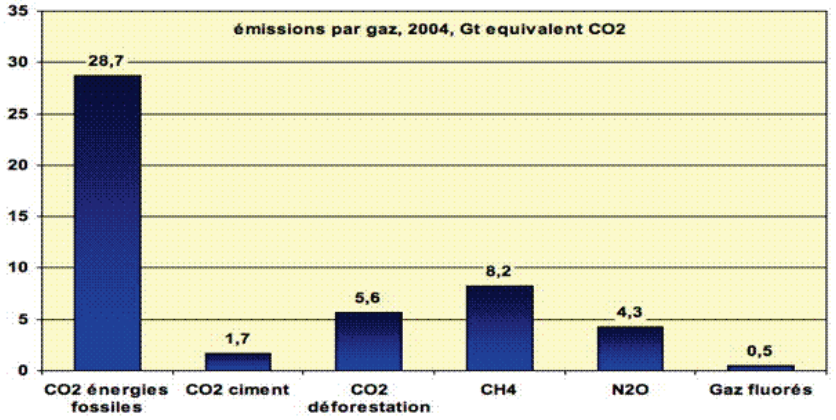


Figure 3. Emissions annuelles mondiales de gaz à effet de serre (sauf l'ozone), en MdteqCO_2 (2004)[7]

Ainsi, le CO_2 n'est que l'une des sources de gaz d'origine anthropique responsable de l'effet de serre, même s'il en constitue la principale.

B - La lutte contre le changement climatique et les engagements internationaux : de Rio à Doha

Signée lors du premier sommet de la Terre, à Rio, en juin 1992, la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CNUCC) est le texte fondateur de la lutte contre le changement climatique. Entrée en vigueur le 21 mars 1994, elle se donne pour objectif de stabiliser les concentrations atmosphériques de GES à un niveau empêchant toute perturbation dangereuse du système climatique, désormais reconnu comme ressource partagée, et se propose de mettre en place un cadre global pour faire face au défi posé par les changements climatiques.

[7] Source : « *BP statistical Review 2009* » pour les consommations de combustibles fossiles ; IPCC AR4 WG 3 (2007) pour la production de ciment ; Houghton, The Woods Hole Research Center pour le CO_2 dû à la déforestation ; IPCC AR4 WG 3 (2007) pour les gaz hors CO_2; calculs de JM Janvovici, (http://www.manicore.com/documentation/serre/GES.html)

Ce texte est complété, en décembre 1997, par l'adoption du protocole dit de Kyoto, qui entre en vigueur le 16 février 2005. Ce document engage alors les pays industrialisés qui l'ont ratifié[8] et sont regroupés dans l'annexe B du protocole, à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2 % en moyenne d'ici 2012 par rapport au niveau de 1990.

Il faudra attendre décembre 2007 et la « conférence des Parties » de Bali, pour que les négociations engagées dans le cadre de la CNUCC connaissent un nouvel élan. Une feuille de route est alors adoptée, en vue d'aboutir à un nouveau traité international, destiné à prendre la suite du protocole de Kyoto, qui arrive à échéance en 2012.

Devant l'absence de consensus, la conférence de Copenhague de décembre 2009 se conclut par l'adoption d'un texte juridiquement non contraignant. Il affirme la nécessité de limiter le réchauffement global à 2 °C par rapport à l'ère pré industrielle, mais ne comporte aucun engagement chiffré de réduction des émissions de gaz à effet de serre[9].

Depuis 2009 le processus de la CNUCC connait d'importantes difficultés pour aboutir à un nouvel accord. En particulier, certains pays développés, tels les Etats-Unis, ne veulent pas que des engagements chiffrés et contraignants soient fixés, tant que certains émergents, tels la Chine, en demeurent exemptés. L'annonce par le Canada, lors de la conférence de Durban en novembre-décembre 2011, de sa volonté de quitter avant l'heure le protocole de Kyoto, et celle faite de façon concomitante par le Japon et la Russie de leur intention de ne pas renouveler leur adhésion à une deuxième période d'engagement du protocole, ont par ailleurs largement contribué à cette stagnation.

Si elle n'a pas marqué de tournant[10], la conférence de Doha de décembre 2012 permet néanmoins au processus de négociation d'afficher une unité de l'ensemble des participants et de fixer un nouvel agenda. Pour la première fois, en effet, le texte associe tous les pays dans la lutte contre le réchauffement climatique, y compris la Chine, l'Inde et les Etats-Unis. Par ailleurs, la 17ème conférence des Parties s'achève par l'établissement d'une feuille de route pour un accord prévoyant d'établir d'ici à 2015 un pacte global de réduction des émissions de gaz à effet de

[8] Le sénat américain a refusé, en 2000, de ratifier ce protocole contraignant que les Etats-Unis avaient pourtant signé.

[9] L'historique de l'émergence de ce plafond politique est bien décrit dans, "*2 °C: the history of a policy-science nexus »,* Working paper, n° 19/11, December 201, Béatrice Cointe, Paul-Alain Ravon (Sciences Po), Emmanuel Guérin (IDDRI).

[10] Le texte ne prévoit ainsi ni contrainte juridique, ni hausse du niveau des mesures pour réduire les émissions de GES, afin de limiter le réchauffement sous le seuil de 2 °C.

serre, dont l'entrée en vigueur pourrait avoir lieu en 2020. À l'issue de cette conférence, le protocole de Kyoto fut également prolongé, pour une deuxième période dont la durée, 5 ou 8 ans reste encore à débattre. Toutefois, avec le retrait du Canada et du Japon et la montée en puissance de grands émergents comme l'Inde, le Brésil et la Chine, les 37 participants acceptant de s'engager de façon contraignante pour la deuxième période ne représentent plus désormais que 14 % des émissions mondiales, dont 12 % pour la seule Union Européenne, contre près de 37 % en 2005.

Au total, depuis l'expiration de la première période du protocole de Kyoto et dans l'attente de nouveaux objectifs officiels avalisés par la CNUCC pour la deuxième période, il n'existe plus d'objectifs contraignants internationaux, mais une série d'objectifs nationaux, dont le référentiel varie selon les pays (réduction absolue, réduction de l'intensité énergétique par rapport à une année de référence, etc.). Seuls subsistent donc actuellement, pour l'Union Européenne, les cibles qu'elle s'est elle-même fixées dans le paquet énergie climat de 2008

Dans ce contexte, la tenue à Paris en 2015 de la 20ème Conférence des Parties, dont les Nations Unies souhaitent vivement qu'elle débouche sur un nouvel accord international de grande ampleur est une date importante.

II - Les engagements européens : le Paquet énergie climat et ses « trois fois 20 »

A - Le contexte

L'adoption du paquet énergie climat en 2008 se déroule dans un contexte de montée en puissance de la question climatique et énergétique.

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 fait de la question climatique et énergétique une priorité de son agenda et fait adopter une approche « *intégrée de la politique en matière de climat et de la politique énergétique* », estimant que « *les deux volets doivent être complémentaires* »[11]. Tout en réaffirmant la pleine liberté des Etats membres de choisir leur propre bouquet énergétique, le Conseil dégage trois objectifs : lutter contre le changement climatique ; accroître la sécurité de l'approvisionnement ; assurer la compétitivité des économies européennes et la disponibilité d'une énergie abordable. La lutte contre le

[11] Conclusions de la Présidence – Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, p. 11.

réchauffement climatique n'est ainsi que l'un des trois objectifs fixés à la politique qui se prévaut de cet intitulé.

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990, le Conseil adopte, sur la base d'une communication de la Commission européenne, un plan d'action global dans le domaine de l'énergie pour la période 2007-2009[12].

Il s'agit ainsi d'accroitre de 20 % l'efficacité énergétique et « *d'adresser un signal clair au secteur industriel, aux investisseurs, aux innovateurs et aux chercheurs* ». Pour ces raisons, le Conseil Européen de mars 2007 approuve l'objectif d'atteindre une proportion contraignante de 20 % d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique totale de l'UE[13], ainsi qu'une proportion minimale contraignante de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole destinés au transport au sein de l'Union européenne. Il ne fait que « *prendre acte* » de la contribution apportée par l'énergie nucléaire en réponse aux préoccupations concernant la sécurité énergétique et les réductions d'émission de CO_2.

B - Le Paquet énergie climat

Le paquet énergie climat (PEC) est adopté par le Conseil européen du 12 décembre 2008, sous présidence française, et voté à la quasi-unanimité du Parlement européen, le 17 décembre. Il définit les conditions de réalisation du principe dit des "trois fois vingt" à l'horizon 2020 :

- 20 % d'efficacité énergétique en plus,
- 20 % d'émission de gaz à effet de serre en moins,
- 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne.

[12] Plan d'action du Conseil européen 2007-2009 : une politique énergétique pour l'Europe, in : Annexe I des Conclusions de la Présidence du Conseil, Bruxelles 8-9 mars 2007, p. 16.

[13] Dans le paragraphe 5 du plan, le Conseil européen s'affirme à cet effet convaincu qu'un « *renforcement notable de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables améliorera la sécurité énergétique, infléchira la hausse prévue des prix de l'énergie et réduira les émissions des gaz à effet de serre conformément aux ambitions de l'UE pour la période postérieure à 2012* ». Ces objectifs globaux, précise le paragraphe suivant, doivent être déclinés au niveau national « *avec la pleine participation des Etats membres et en veillant dûment à une répartition juste et appropriée qui tienne compte des situations de départ différentes et du potentiel de chaque État membre, y compris le niveau actuel des énergies renouvelables et les bouquets énergétiques existants* ».

À ce triple objectif, s'ajoute enfin celui d'atteindre une proportion de 10 % de « *sources renouvelables* »[14] dans la consommation totale des transports à ce même horizon. Par ailleurs, tout en réformant les principes de fonctionnement du premier système communautaire d'échange de quotas de CO_2, le PEC instaure un cadre visant à réglementer les conditions d'autorisation, d'exploitation et de gestion des sites de stockage de dioxyde de carbone, afin de favoriser l'émergence de projets dits de "captage et stockage de CO_2" (CSC).

Le PEC est la matérialisation de ces principes dans l'ordre juridique de l'Union européenne. Il s'inscrit en effet dans une série de textes : un règlement[15], trois directives plus une[16] et une décision :

- règlement (CE) 443/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves dans le cadre de l'approche intégrée de la Communauté visant à réduire les émissions de CO_2 des véhicules légers ;
- directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ;
- directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de GES (SCEQE) ;
- directive 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 98/70/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles ainsi que l'introduction d'un mécanisme permettant de surveiller et de réduire les émissions de GES ;
- directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du CO_2 et

[14] Ce seuil de 10 % est subordonné à la "durabilité" des biocarburants.

[15] Le **règlement** est de portée générale et obligatoire dans toutes ses dispositions, il est donc directement applicable dans l'ordre juridique des Etats membres. La **directive** lie les états quant à l'objectif à atteindre, mais leur laisse le choix des moyens et de la forme pour l'atteindre dans les délais fixés par elle, elle entre en vigueur à la date qu'elle fixe ; les états doivent donc la transposer dans leur ordre juridique propre par voie législative avant cette date. Enfin, la **décision** est un acte juridique non législatif, comme le règlement, elle est obligatoire dans toutes ses dispositions et applicable sans qu'il soit nécessaire de la transposer dans le droit national.

[16] La directive 2009/30 sur les carburants n'est en général pas retenue comme faisant partie intégrante du PEC.

modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil ;

– décision 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020.

Si l'objectif de gain de 20 % d'efficacité énergétique est cité dans les objectifs du PEC, aucun de ces textes ne vient, *stricto sensu,* matérialiser de manière contraignante cet objectif. La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, donc antérieure au PEC, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dite directive ESD, fixe un objectif d'économies d'énergie de 9 % à horizon 2016 par rapport à la moyenne de consommation d'énergie finale 2001-2005. Elle n'a donc pas le même horizon temporel que le PEC. Le premier texte réglementaire européen exprimant dans l'ordre juridique de l'Union l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus est tardif. C'est, en effet, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012[17], qui « *établit un cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union en vue d'assurer la réalisation du grand objectif fixé par l'Union d'accroître de 20 % l'efficacité énergétique d'ici à 2020 et de préparer la voie pour de nouvelles améliorations de l'efficacité énergétique au-delà de cette date* ». Elle prévoit l'obligation pour chaque État membre de se fixer un objectif indicatif national d'efficacité énergétique ; il peut être fondé, soit sur la consommation d'énergie primaire ou finale, soit sur les économies d'énergie primaire ou finale, soit sur l'intensité énergétique. Les Etats membres devaient notifier ces objectifs à la Commission avant le 30 avril 2013.

La France a informé la Commission que, du fait du débat sur la transition énergétique, elle ne communiquerait cette cible d'efficacité énergétique qu'en avril 2014.

[17] Relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

III - Les objectifs propres à la France

A - Transposition du PEC

Les directives n° 28 (promotion des énergies renouvelables, dont l'objectif est, pour la France, d'atteindre 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020, dont 10 % dans le secteur des transports) et n° 30 (carburants) ont été transposées par l'ordonnance du 14 septembre 2011. La directive n° 29, qui porte sur le SCEQE et couvre la période 2013-2020, a été transposée par une ordonnance du 28 juin 2012.

B - Lois POPE et Grenelle

À ses engagements européens la France a, par ailleurs, rajouté de nombreux objectifs. Outre la loi POPE du 13 juillet 2005, la loi dite "Grenelle I" débattue à l'automne 2008 et au printemps 2009, est promulguée le 3 août 2009. Elle prévoit une série de dispositions et d'objectifs dans les secteurs du transport, de l'urbanisme, du logement, des déchets ou encore de l'agriculture. Cette loi a elle-même été par la suite complétée par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite "Grenelle II" (cf. : tableau ci-dessous).

Le tableau ci-dessous détaille l'ensemble des textes internationaux Kyoto), européens et les objectifs pour la France. Il inclut aussi les textes nationaux, la loi POPE et le Grenelle de l'environnement.

Tableau n° 1 Comparaison des engagements internationaux, européens et nationaux de la France au moment de l'adoption du PEC et engagements au moment de l'adoption du PEC

	Référence du texte	UE	France
Objectifs internationaux	Protocole de Kyoto (entré en vigueur le 16 février 2005)	gaz à effet de serre = - 8 % sur 2008-2012 par rapport à 1990	Gaz à effet de serre (GES) = stabilisation sur 2008-2012 par rapport à 1990
Objectifs européens	Directive sur la promotion de l'électricité à partir d'énergies renouvelables 2001/77/CE	22,1 % de la consommation intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable	21 % de la consommation intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable
	Directive quotas d'émission de gaz à effet de serre 2003/87/CE (modifiant la directive 96/61/CE)	La Directive fixe les modalités de mise en oeuvre du système d'échanges de quotas par les Etats. Les Etats doivent élaborer un plan national d'allocation de quotas pour la première période de 3 ans (2005-2008) puis le renouveler tous les 5 ans.	
	Directive sur les services d'efficacité énergétique 2006/32/CE	1 % d'économie d'énergie annuelle pour une période de 9 ans à partir de 2008 (9 % d'économies annuelles cumulées), basée sur une consommation annuelle moyenne sur 2000-2005 et hors secteurs système d'échanges des quotas d'émissions de CO2.	Correspond à des économies d'énergies de 12 Mtep en 2016.

	Directive sur la promotion des énergies renouvelables 2009/28/EC	Part des **En**ergi**es R**enouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie finale 2020 : UE = 20 %	23 %
	Paquet énergie climat (11-12 décembre 2008)	• GES 2020 = - 20 % par rapport à 1990 (-30 % si accord international) • 20 % d'économies d'énergies en 2020 (par rapport à 2005)	GES 2020 = - 14 % par rapport à 1990 (hors SCEQE)) GES 2020 = -20 % dans le champ du SCEQE
France			
Objectifs nationaux	**Loi POPE* du 13 juillet 2005**	Facteur 4 : Division par 4 (- 75 %) des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à 1990 Intensité énergétique** finale : - 2 %/an à partir de 2015 ; • - 2,5 %/an à partir de 2030 ***Année 2010*** • 10 % des besoins d'énergie à partir d'ENR • 21 % de consommation totale intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable • + 50 % de production de chaleur d'origine renouvelable • 2 % en 2005, 5,75 % en 2008 et 7 % en 2010 d'incorporation de biocarburants	

Objectifs Grenelle Environnement	**Bâtiments**	***Bâtiments existants :*** • - 38 % de consommation énergétique du parc de bâtiments d'ici 2020 • Rénovation thermique des 50 millions de m2 des bâtiments de l'État et des 70 millions de m2 de ses principaux établissements publics • Rénovation de 800 000 logements sociaux pour ramener leur consommation de 230 kWhep/m2/an à 150 kWhep/m2/an en 2020 ***Bâtiments neufs :*** • norme bâtiment basse consommation (BBC, 50 kWhep/m2/an) à partir de 2010 pour les bâtiments publics et tertiaires et 2012 pour toutes les autres constructions neuves • norme bâtiment à énergie positive pour toutes les constructions neuves à partir de 2020 (consommation d'énergie des bâtiments inférieure à la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables)
	Transports	• 20 % des émissions de CO2 d'ici 2020 pour les ramener au niveau de 1990 • Réduction des émissions moyennes de CO2 du parc automobile : de 176 gCO_2/km à 130 g CO2/km en 2020 (120 gCO2/km pour le parc neuf) • Plan de développement des transports urbains : 1500 km de lignes nouvelles de tramways et de bus protégées • Fret non routier : 25 % d'ici 2022 (14 % en 2006)
	Agriculture	30 % des exploitations agricoles à faible dépendance énergétique d'ici 2013
	Energies renouvelables	+ 20 Mtep de production annuelle d'ENR en 2020 (bilan intermédiaire en 2012)

Source : ADEME, Energie et climat, chiffres clé 2009)

C - Une accélération récente de la transition énergétique

Plusieurs mesures ont été récemment prises en faveur de la transition énergétique :

- en matière d'efficacité énergétique, la loi n° 2013-61 du 18 janvier 2013, relative à la mobilisation du foncier public en faveur du logement et au renforcement des obligations de production de logement social, dite loi Duflot, entend promouvoir les logements sociaux bénéficiant du label « Bâtiment Basse Consommation, BBC 2005 » ou respectant la réglementation thermique 2012 (« RT 2012 »). L'annonce à l'occasion de la Conférence environnementale des 20-21 septembre 2013 du passage de la TVA sur la rénovation énergétique des logements à 5 % en 2014 contre 10 % initialement prévus, de même que celle de la création en 2014 d'un fonds national de garantie de la rénovation thermique, doivent également permettre, à terme, de contribuer à réduire la consommation d'énergie de l'habitat. D'autres mesures sont enfin envisagées, allant de la simplification de dispositifs existants comme l'Eco-PTZ ou le crédit d'impôt développement durable, à la mise en place d'une prime exceptionnelle de 1350 € en 2014 pour la rénovation thermique[18].
- une prochaine « contribution climat énergie » (CCE), dont la création a été annoncée par le Premier ministre le 25 août 2013 et assise sur les émissions en CO_2 des produits qui en forment l'assiette devrait par ailleurs progressivement toucher la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), les différentes composantes de la taxe intérieure de consommation (TIC) et la taxe sur les véhicules des sociétés (TVS) ;

Une loi de programmation sur la transition énergétique en France, initialement prévue à l'automne 2013 est envisagée pour la fin 2014. Dans le cadre de la préparation de cette loi, le gouvernement a lancé un

[18] Dans le cadre du Plan de rénovation énergétique de l'habitat, l'État met en place, pour une durée de 2 ans, une prime exceptionnelle de 1 350 € pour aider les ménages aux revenus moyens à financer des travaux de rénovation énergétique de leur logement. Cette prime s'adresse uniquement aux propriétaires occupant leur logement, pour des travaux de rénovation thermique lourde concernant leur résidence principale. L'octroi de l'aide est soumis à des conditions de ressources et concerne certaines catégories de travaux identifiées.

débat national[19] qui s'est achevé en juillet 2013. Un conseil national du débat (CNDTE), a été créé. Il était constitué de sept collèges de représentants des syndicats de salariés, des employeurs, des organisations non gouvernementales environnementales, des associations de consommateurs, familiales, de lutte contre la pauvreté et des chambres consulaires, des associations d'élus locaux, des parlementaires et des représentants de l'État. Le CNDTE s'est appuyé sur un groupe d'experts.

Les parties prenantes n'étant pas parvenues à s'accorder sur un document de « recommandations », seul un document de synthèse des débats a été remis officiellement lors de la conférence environnementale des 20 et 21 septembre 2013. La réduction de 50 % de la consommation énergétique finale à échéance 2050 par rapport à la consommation constatée en 2012, n'a pas fait l'unanimité par exemple.

Le débat a cependant permis de mettre sur la place publique différents scénarios pour le futur et des coûts.

Enfin, tout en réaffirmant le caractère stratégique de la notion de transition énergétique, le Président de la République a rappelé en septembre 2013 son soutien à plusieurs objectifs :

- objectifs pour l'Europe, tout d'abord, la France proposant que l'Union réduise ses émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 par rapport à 1990 et mette en place, en parallèle, une taxe carbone à ses frontières ;
- objectifs nationaux également, avec une diminution de 30 % de la consommation nationale d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) d'ici à 2030, la réaffirmation de la nécessité de diviser par quatre les émissions françaises de gaz à effets de serre d'ici 2050 (« le facteur 4 »), enfin, la volonté de réduire de 50 % la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050, sans toutefois faire de cette dernière cible un *«dogme»*.

[19] http://www.transition-energetique.gouv.fr/

CONCLUSION

Lentement mis en place dans un contexte qui n'était pas encore touché par la crise économique, empreint d'une volonté manifeste de l'Union Européenne de prendre la tête d'un combat environnemental abandonné depuis 2000 par les Etats-Unis, le Paquet énergie climat (PEC) est constitué d'un nombre restreint d'objectifs globaux qui, au total, aboutit à un ensemble hétérogène dont l'évaluation s'avère complexe :

- hétérogénéité des textes tout d'abord : si les documents qui définissent le PEC sont en principe bien identifiés, ils n'en représentent en réalité que la partie émergée, dans la mesure où la plupart des objectifs s'inscrivent parfois dans des textes déjà existants ou ayant ultérieurement fait l'objet de modifications. Ainsi la directive 2009/29/CE destinée à améliorer et étendre le communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE) et qui vient elle-même modifier la directive "fondatrice" 2003/87/CE a-t-elle été précisée, entre 2009 et 2013, par 15 autres textes – cinq décisions, neuf règlements et une communication ;

- hétérogénéité des horizons : le PEC limite son horizon temporel à l'année 2020, alors que la démarche de lutte contre le changement climatique s'inscrit clairement dans une logique de long terme. Tel est bien, en effet, le cas des engagements internationaux de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2050, ou des objectifs nationaux, tels ceux de la loi POPE. Là encore, donc, l'objet de l'évaluation reste difficile à borner sinon à cerner précisément ;

- hétérogénéité des objectifs, enfin : il n'existe aucun document cadre du PEC venant fixer un but clairement défini, dont il serait dès lors plus aisé de tenter une évaluation, quand bien même la lutte contre le changement climatique constitue le dénominateur commun des six principaux textes. Mais surtout, chaque composante du Paquet se propose d'atteindre sa cible de façon autonome. Ainsi, la conception des différents éléments ne semble pas avoir donné lieu à une vision d'ensemble permettant d'articuler les objectifs entre eux

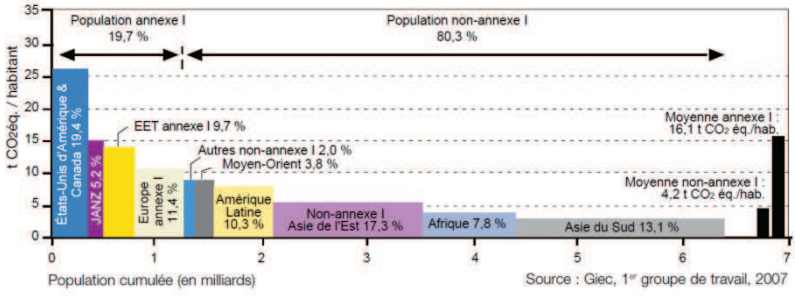
Cette multiplicité des horizons et des objectifs, si elle est aussi un obstacle à l'évaluation, est d'abord une difficulté et un risque pour une mise en œuvre cohérente et un suivi efficace de la politique de lutte contre le changement climatique.

Chapitre II

L'état des lieux

I - La place de l'Europe dans les émissions mondiales

Lorsqu'elle adopte en 2008 les objectifs du PEC, l'Europe ne représente déjà environ que 14-15 % des émissions mondiales de l'ensemble des gaz à effet de serre, contre environ 18 % pour les Etats-Unis et 17 % pour la Chine. Cette dernière affiche néanmoins des émissions d'environ 5 tCO_2 par habitant, contre 26 tCO_2 aux Etats-Unis et 11 à 12 tCO_2 en Europe (8 tCO_2 en France).



Le pourcentage indiqué correspond à la part des régions dans les émissions mondiales de GES.
EET : Économies en transition, JANZ : Japon, Australie, Nouvelle-Zélande.

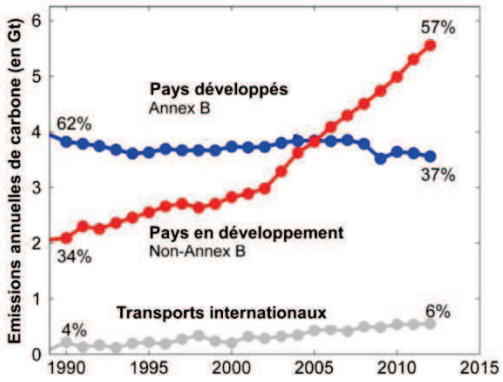


Figure 4. Haut : Répartition régionale des émissions de GES par habitant en 2004[20] ; Source : Chiffres clés du climat, Édition 2013 Bas : évolution des émissions en Md tonnes d'équivalent carbone[21]. (Source : Global Carbon Project 2013). .

L'augmentation des émissions des pays émergents et en développement, déjà perceptible à partir de 2000, s'est ensuite largement confirmée, notamment sous la poussée de la Chine : en 2011, l'ensemble des pays émergents et en développement représentaient ainsi, pour 80,3 % de la population mondiale, près de 60 % des émissions mondiales contre environ 40 % au seuil des années 2000.

Alors que l'Europe sous le triple effet de la crise, de ses politiques énergétiques mais aussi de la délocalisation d'une partie de son industrie, réduit ses émissions, les efforts des grandes économies émergentes (Chine et Inde) pour diminuer leurs émissions et lutter contre le changement climatique ne parviennent pas à compenser les effets de leur forte croissance.

Ainsi, la Chine a vu son taux d'émission par habitant doubler en moins de 10 ans, ce qui la rapproche aujourd'hui de la moyenne européenne et en fait la première puissance émettrice.

[20] Les chiffres sus mentionnés pour l'Europe ne comprennent que l'UE 15.

[21] Pour mémoire, 1teqCarbone =1teqCO_2x12/44. Il faut donc, pour obtenir les chiffres en équivalent CO_2, multiplier les chiffres du carbone par 11/3.

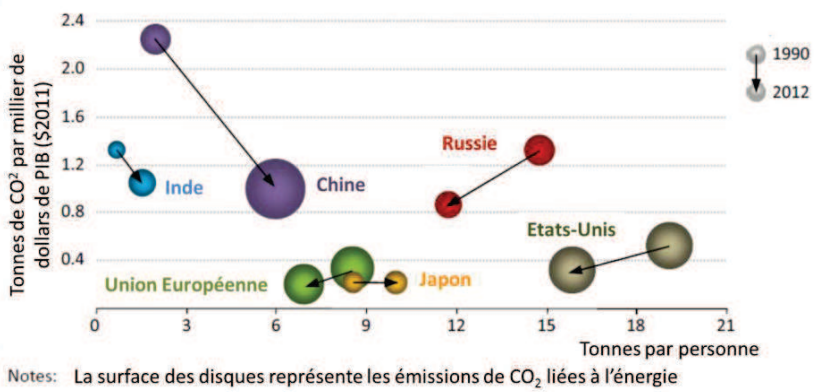


Figure 5. Emission de CO_2/habitant et émission de CO_2/unité de PIB pour les plus gros émetteurs en volume : la Chine, les Etats-Unis, l'UE, la Russie, l'Inde et le Japon. Source : AIE

Dans le même temps, notamment du fait du gaz de schiste qui, au cours des dernières années y a été en partie substitué au charbon, les Etats-Unis paraissent améliorer leurs émissions par tête (Figure 5) et leur intensité énergétique[22]. Celles-ci demeurent néanmoins deux fois plus élevées que la moyenne européenne.

De la production à la consommation d'énergie

La mesure de la consommation d'énergie nécessite un certain nombre de précisions méthodologiques, tant elle résulte d'un processus complexe, tenant à la fois à la diversité des sources primaires, aux différentes transformations nécessaires et à la nature des usages finaux.

À l'état naturel, l'énergie se manifeste sous diverses formes, dont certaines font l'objet d'une exploitation par l'homme, comme par exemple l'énergie solaire ou le vent. Elle peut également être stockée sous une forme utilisable, comme le bois ou les combustibles fossiles par exemple. Cette énergie tirée de la nature ou contenue dans les produits énergétiques présents à l'état naturel, avant toute transformation, constitue l'énergie primaire. En 2011, les sources primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, électricité nucléaire[23], biogaz, géothermie, etc.) représentaient en France une production de 267,28 Mtep en 2011, soit 159 % de l'énergie finalement consommée.

[22] Comprise comme le contenu carbone de chaque unité de PIB.

[23] Par convention internationale, on considère la production électrique produite par une centrale nucléaire comme une énergie primaire.

La transformation de cette énergie primaire en énergie secondaire (la transformation du pétrole en essence, par exemple) nécessite une autoconsommation d'énergie et entraînent des pertes (perte sous forme de chaleur non valorisée par exemple). Ces autoconsommations et ces pertes ont représenté en 2011 en France l'équivalent de 87,5 Mtep, soit 32,7 % de l'énergie primaire. L'essentiel des pertes concerne l'électricité (79,7 Mtep) et tient à la convention internationale selon laquelle l'électricité nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

Après stockage et transport, et prise en compte du solde exportateur d'électricité (4,85 Mtep en 2011), « l'énergie finale » est celle qui est livrée au consommateur final (essence à la pompe, électricité au foyer…). Elle a représenté 168,14 Mtep en 2011 en France.

En rajoutant la consommation de la branche énergie à la consommation finale, on obtient la consommation d'énergie primaire.

En 2011, la consommation finale énergétique en France est de 155,6 Mtep[24].

II - France : un mix énergétique faiblement carboné

En termes d'intensité des émissions de gaz carbonique (tCO_2 par unité de PIB), avec 227 tCO_2/M€, en 2009[25], soit moins des 2/3 de la moyenne de l'Union Européenne ou des émissions d'un pays comme l'Allemagne, la France est le deuxième pays le moins émetteur dans l'UE27[26].

Ceci est principalement dû au fait que le mix de production électrique français est alimenté en majorité par le parc nucléaire, à 74,8 % en 2012, comparé à 14,6 % par des sources renouvelables et seulement 9,6 % par des sources thermiques à combustible fossile (gaz et charbon principalement).

[24] Mtep : million de tonnes équivalent pétrole.
[25] Selon des données encore provisoires, moins de 210 tCO_2 aujourd'hui.
[26] Les comparaisons détaillées entre pays européens sont développées plus bas, page 151 et suivantes.

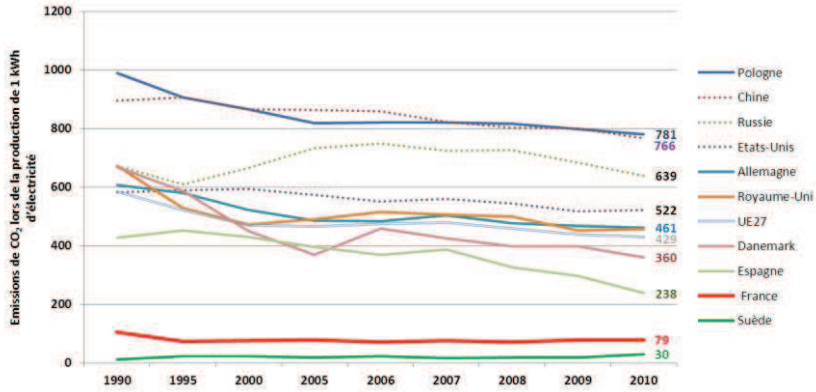


Figure 6. Emissions de CO_2 lors de la production de 1 kWh d'électricité (Source : Cour des comptes, d'après AIE/OECD, CO_2 emissions from fuel combustion Highlights, 2012 Edition)

À l'exception donc de la Suède, dont le mix électrique, caractérisé par sa forte hydraulicité (50 %) et l'importance du nucléaire (40 %), est très spécifique, la France possède ainsi le mix électrique le plus faiblement carboné de l'Union européenne : 79 gCO_2/kWh contre 439 dans l'Europe des 27 et même 461 g en Allemagne, où la filière du charbon demeure importante, en dépit de la récente progression des énergies renouvelables.

Cette spécificité explique largement la différence entre le bilan carbone du secteur énergétique français et celui de l'Europe des 27 : alors que l'énergie représente en moyenne près de 80 % du total des émissions dans l'Union Européenne (cf. la Figure 7), ce secteur ne représente en France qu'environ 71 % des émissions.

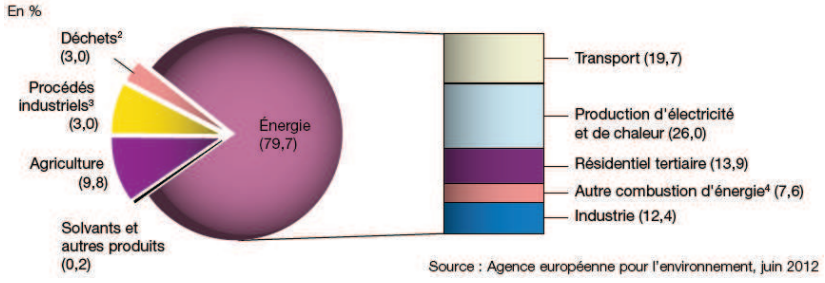


Figure 7. Emissions de l'UE 1990-2010, hors UTCF[27]. Source[28] : Chiffres clés du climat, Ed.2013

[27] UTCF : Utilisation des terres, leurs changements et la forêt.

Ce chiffre de 71 %, malgré tout élevé, s'explique par la part des transports, premier poste d'émission, qui représente un peu plus de 25 % des émissions françaises contre moins de 20 % pour la moyenne de l'UE.

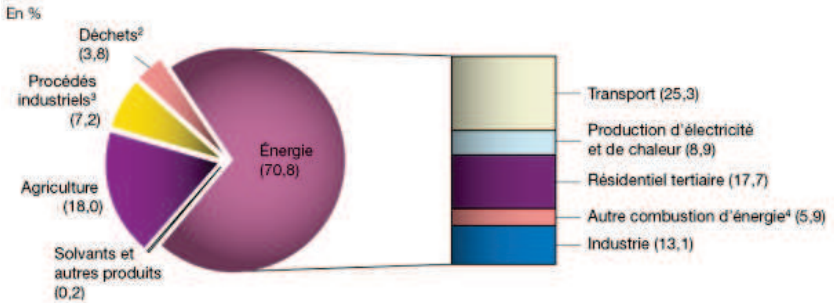


Figure 8. Emissions de la France 1990-2010, hors UTCF, DOM inclus. Source : CITEPA

III - Les émissions par secteur

Le bilan français des émissions de gaz à effet de serre, exprimé en PRG est de 474 MteqCO_2, en 2011, se décomposant, comme suit, à la fois par gaz et par secteur d'activité, respectivement en valeur absolue (figure ci-dessous) et en pourcentage (Tableau n° 2) :

[28] Les renvois signifient respectivement : 1. Utilisation des terres, leur changement et la forêt. 2. Hors incinération des déchets avec récupération d'énergie (incluse dans « production d'électricité et de chaleur »). 3. Industrie hors combustion d'énergie. 4. Autres industries de l'énergie (raffinage de pétrole, transformation de combustibles minéraux solides et autres), émissions fugitives et combustion d'énergie du secteur agriculture/sylviculture/pêche.

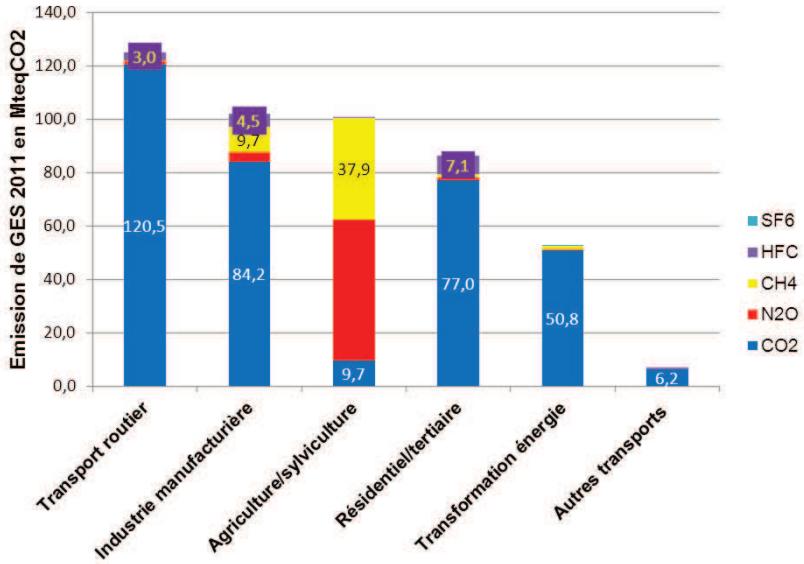


Figure 9. Emission de GES par nature et par secteur d'activité en 2011 (Source : Cour des comptes d'après CITEPA, rapport Secten, ed. 2013)

Tableau n° 2 Pourcentage, par rapport au total, des émissions de gaz à effet de serre (GES) françaises en 2011, par gaz et par secteur d'activités

Année 2011 (en MteqCO$_2$)	CO_2	N_2O	CH_4	HFC	SF6	Total
Transport routier	25,4%	0,3 %	0,0 %	0,6 %	0,0 %	26,4 %
Industrie manufacturière	17,8 %	0,7 %	2,1 %	1,0 %	0,1 %	21,5 %
Agriculture/sylviculture	2,1 %	11,1 %	8,0 %	0,0 %	0,0 %	21,2 %
Résidentiel/tertiaire	16,3 %	0,3 %	0,2 %	1,5 %	0,0 %	18,2 %
Transformation énergie	10,7 %	0,1 %	0,3 %	0,0 %	0,0 %	11,1 %
Autres transports	1,3 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	1,5 %
Total	73,6 %	12,5 %	10,6 %	3,3 %	0,1 %	100,0 %

Source : CITEPA, rapport Secten, ed. 2013

Les émissions de CO_2 proprement dites de 348 Mt en 2011, ont baissé de 11 % depuis 1990, comme le montre la figure ci-dessous :

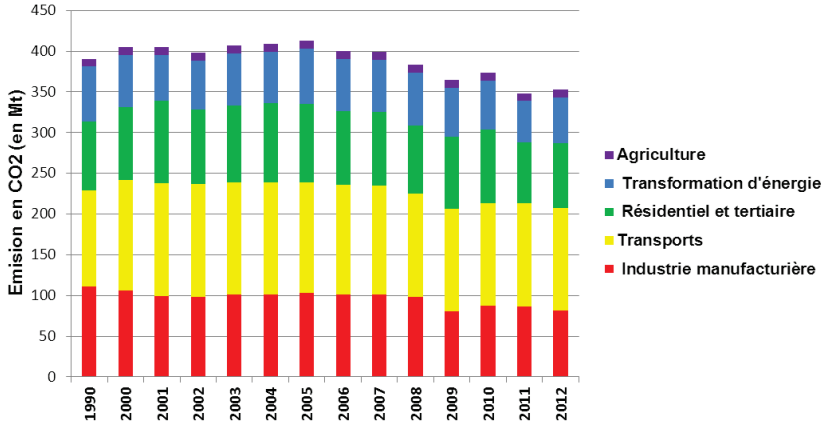


Figure 10. Evolution 1990 - 2012 des émissions de CO_2 par secteur (Cour des comptes d'après les données du CITEPA et ENERDATA)

La fiabilité des données et des inventaires

Certaine incertitudes sont attachées à la quantification des rejets dans l'atmosphère inclus dans les inventaires nationaux réalisés par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) peuvent être parfois conséquentes. L'estimation des émissions correspondant à une unité d'un produit repose sur des coefficients dits "facteurs d'émission". Ainsi, un camion, de caractéristiques et de chargement déterminés sera réputé émettre "n" kg de CO_2 équivalent au 100 km. Il ne s'agit pas de l'émission d'un camion particulier un jour donné, mais d'une moyenne d'émissions calculée sur l'ensemble des camions du même type. Des calculs similaires sont faits dans le secteur agricole à partir des quantités d'engrais ou du nombre de têtes de bétail.

Ces facteurs d'émission font en principe l'objet d'ajustements permanents en fonction de l'évolution des techniques. Toutefois, il est, par exemple, avéré que les émissions de CO_2 fournies par les constructeurs pour les voitures neuves suivant le cycle d'homologation NEDC (*New European Driving Cycle*), divergent de plus en plus des émissions constatées, 20 % en 10 ans, ce qui contribue à potentiellement fausser les modélisations des scénarios pour 2020 et au-delà.

De même, les incertitudes sont fortes quant à l'évaluation des émissions agricoles en raison de la complexité de leur calcul : incertitude de 40 % sur le facteur d'émission pour le CH_4 en France et même de 430 % pour les émissions de N_2O des sols agricoles car les phénomènes bio-géochimiques complexes qui s'y déroulent sont éminemment variables en fonction du sol (au sein d'une même parcelle) et du climat.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) reconnaît ainsi « *qu'il demeure une incertitude forte associée à ces émissions* ». Cette incertitude serait davantage liée à la modélisation et à la variabilité des phénomènes biologiques étudiés qu'à la qualité de la donnée statistique collectée. D'après la DGEC : « *dans le cadre de l'inventaire CCNUCC, on estime une incertitude proche de 100 % sur l'ensemble de l'agriculture, notamment en raison des fortes incertitudes relatives aux émissions de N2O des sols dont la prédictivité est très limitée*. »

Enfin, la comptabilisation des émissions du secteur agricole ne prend en compte que les émissions directes, les émissions au titre de la production des intrants (engrais), des transports ou de la consommation d'énergie en agriculture étant incluses dans le secteur énergie de l'inventaire.

Les émissions de gaz à effet de serre de la France (mesurée en PRG - contribution au pouvoir de réchauffement global[29]) se montent à 474 MteqCO_2 en 2011 alors que les émissions de CO_2 *stricto sensu* sont de 348 MtCO_2, soit un peu moins des ¾ de l'ensemble des émissions.

A - Les transports, premier poste d'émissions

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES[30]. Ils représentent plus de 132 MteqCO_2 en 2011 soit 27,9 % des émissions nationales à eux seuls.

Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+ 21 %), les émissions des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont depuis maintenues à un niveau stable. Globalement, les émissions du secteur ont donc augmenté d'environ 9 % par rapport à 1990.

La route y est de très loin le plus grand émetteur avec 94,8 % des émissions. Viennent ensuite le transport aérien domestique (3,6 %), le transport fluvial et maritime domestique 1,1 % et le transport ferré 0,4 %, tout comme le transport par oléoduc. En 2010, les véhicules particuliers ont représenté 58 % des émissions du secteur du transport routier en métropole, les véhicules utilitaires 18 %, les poids lourds utilisés pour le transport de marchandises 20 %, les bus et cars 2 % et les deux roues motorisés 1,2 %.

[29] Regroupement en une seule valeur de l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre.

[30] Les émissions de GES dues aux transports sont estimées par le CITEPA en incluant les émissions des véhicules étrangers sur le territoire métropolitain, et en excluant du total national les émissions liées aux trafics maritimes et aériens internationaux.

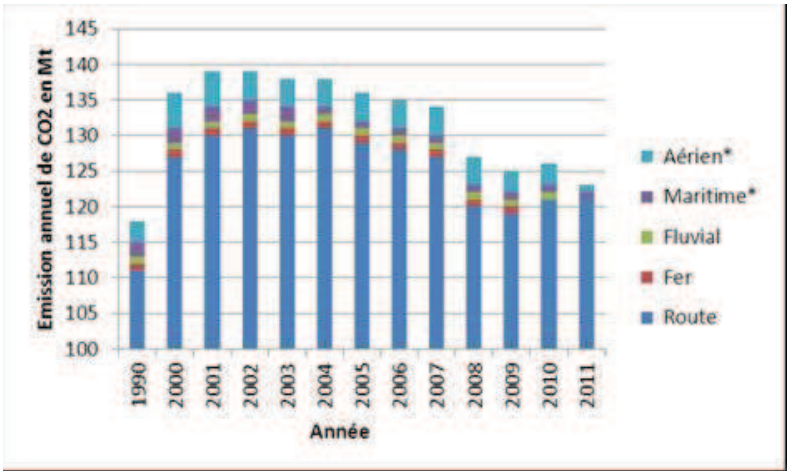


Figure 11. Emission de CO_2 par mode de transport (transports intérieurs uniquement pour l'aérien et le maritime). Source : SOeS, Les comptes des transports

Le secteur aérien, deuxième poste loin derrière la route, affiche pour sa part un résultat quasiment stable avec une croissance d'environ 7 % de ses émissions en 20 ans.

Le secteur reste dans l'ensemble largement dépendant des sources d'énergie fossile (essentiellement le pétrole et ses dérivés), si bien que les émissions de CO_2 représentent plus de 90 % de ses émissions.

En 2011, la consommation énergétique dans les transports a produit 132,5 MteqCO_2, pour une cible de 119,5 à atteindre en 2020. Les progrès les plus sensibles proviennent des voitures particulières qui ont modéré leurs émissions unitaires en partie du fait de la part grandissante prise par le diesel, moins émetteur de CO_2 au km, puis par les véhicules lourds grâce à une optimisation des transports ; par contre les émissions des véhicules utilitaires ont augmenté du fait à la fois de la croissance du trafic (+ 50 % entre 1990 et 2010) et du faible progrès de la consommation unitaire.

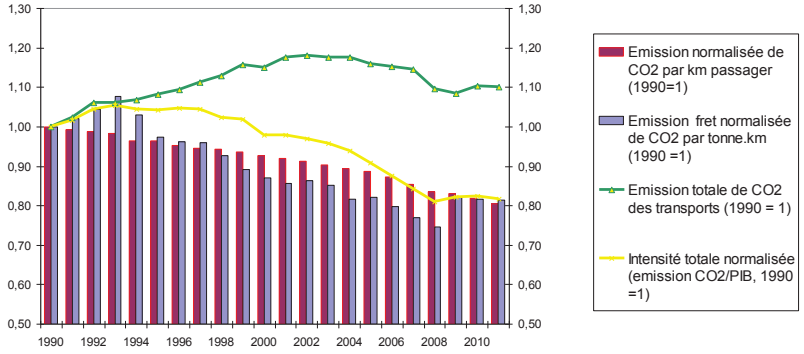


Figure 12. Evolution des émissions de CO_2 provenant du transport routier, normalisé à l'année 1990 (source : Cour des comptes d'après les données du CITEPA de mars 2013).

Les émissions totales de CO_2 croissent jusqu'en 2000 pour ensuite baisser puis se stabiliser à 10 % au-dessus de la valeur de 1990. La figure ci-dessus reporte aussi l'évolution de l'intensité des émissions du secteur par rapport au PIB afin d'estimer les progrès en termes d'efficacité énergétique des transports : l'intensité baisse à partir du milieu des années 90 mais pour stagner à partir de 2008 à 80 % de la valeur de 1990.

Alors que les émissions pour le transport routier des voyageurs baissent continûment au km parcouru, l'intensité du fret routier remonte à partir de 2008. Cette rupture coïncide aussi avec une forte chute du trafic fret, à une valeur aussi égale à 80 % de celle de 1990. Cette performance médiocre du fret coïncide avec le début de la crise et pourrait trouver son origine dans le non renouvellement du parc des camions et dans de nouvelles règles facilitant leur circulation. La forte croissance des émissions d'hydrofluorocarbures (HFC) depuis 1990 reflète le développement de la climatisation des véhicules, notamment des voitures particulières, mais aussi des trains et des véhicules frigorifiques.

Il faut aussi noter que la construction des lignes nouvelles à grande vitesse (LGV) qui n'est pas comptabilisée dans les transports, influe négativement sur le bilan d'émission à court terme. Le premier bilan carbone réalisé sur la LGV Rhin-Rhône[31] conclut ainsi que la réduction des émissions ne commencerait à compenser le surplus carbone, 1,2 $MtCO_2$ émis pendant les travaux qu'après 12 ans de fonctionnement. Une règle de trois sur les 650 km des 4 LGV en construction aboutit à une émission de l'ordre de 6,5 $MtCO_2$ comptabilisée dans le bilan de

[31] « Premier bilan carbone ferroviaire global » réalisé en 2009 par L'ADEME, la SNCF et RFF pour la branche est de la LGV Rhin-Rhône.

l'industrie. Il apparaît donc que ces constructions de LGV ont un impact négatif sur les objectifs du PEC pour 2020, le bilan de réduction des émissions ne commençant à devenir positif qu'à partir de 2030.

B - L'industrie

En seconde place vient l'industrie qui a représenté en 2011, 102 MteqCO_2, soit 21,6 % du total des émissions de GES de la France. Elles sont inférieures de 37 % à leur niveau de 1990. Les émissions de l'industrie manufacturière baissent sensiblement depuis 1990, avec notamment une forte réduction entre 1997 et 2002, puis entre 2007 et 2009.

La baisse continue des émissions de GES de l'industrie est certes à mettre en relation avec le mouvement de tertiarisation de l'économie : la part de la production manufacturière dans le PIB qui était de 18 % en 1990 est désormais de 10 %. Néanmoins, en volume, le produit industriel s'est accru d'un tiers environ entre 1990 et 2007, avant, avec la crise de 2007, de décroître de 12 % en deux ans, puis de se stabiliser.

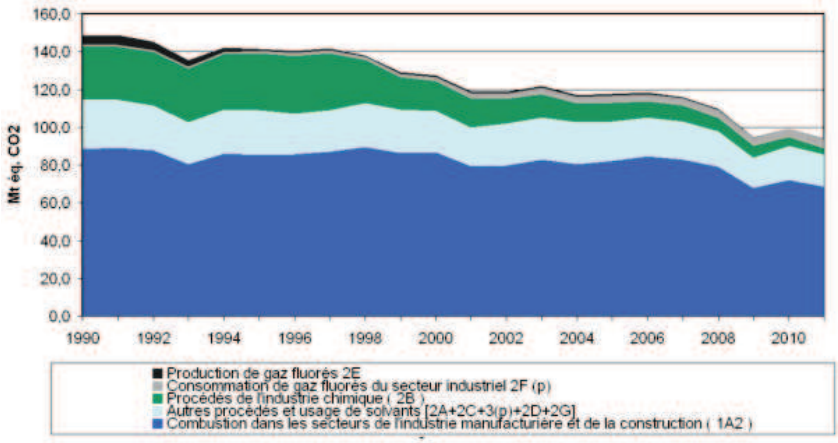


Figure 13. Evolution des émissions liées à l'industrie en MteqCO_2 (Source : RMS - cf. note n° 50 - 2013, d'après CITEPA, Ed.2013)

La baisse des émissions n'aurait pas été aussi forte sans la récente contraction de l'activité industrielle, notamment dans certains sous-secteurs qui ont été particulièrement touchés (production de minéraux, notamment). Cependant, sur l'ensemble de la période, ce sont bien les modifications des procédés qui en sont pour l'essentiel à l'origine. Sur le moyen et long terme, les gains d'efficacité sont bien la source des réductions d'émission de GES de l'industrie.

Ceci est particulièrement vrai de la chimie dont les émissions de protoxyde d'azote ont été réduites de plus de 23 MteqCO_2 depuis 1990, ce qui correspond à une division par 20. Les émissions de gaz fluorés (notamment d'hydrofluorocarbures) associées à leur fabrication ont été quasiment supprimées entre 1990 et 2011. De manière concomitante les émissions diffuses de hydrofluorocarbures ont augmenté fortement, avec le recours croissant à ces gaz depuis les accords de Montréal (ce sont des produits de substitution aux chlorofluorocarbures (CFC) et hydrochlorofluorocarbures (HCFC), gaz ayant un effet destructeur de la couche d'ozone et réglementés par les accords de Montréal signés en 1987 pour cette raison).

Aujourd'hui, les émissions de GES de l'industrie sont à plus de 90 % des émissions de CO_2.

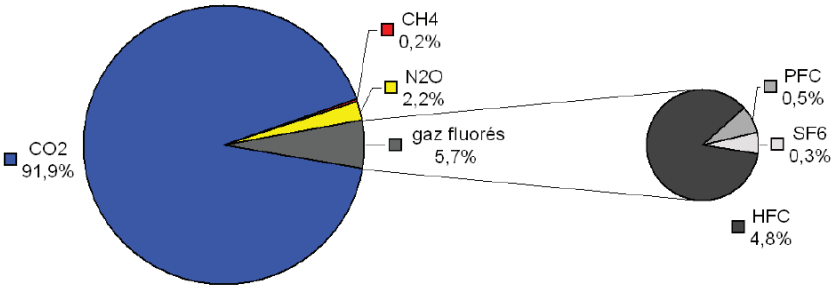


Figure 14. Répartition par GES des émissions liées à l'industrie en 2011 (Source : RMS 2013[50], d'après CITEPA, Ed. 2013)

Selon les dernières données disponibles du CITEPA, les émissions de CO_2 imputables à l'industrie seraient d'un peu moins de 64,5 MtCO_2 en 2011. Ceci représente une réduction de l'ordre de 25 % par rapport à 1990 et d'un peu moins de 19 % par rapport à 2005.

Tableau n° 3 Les émissions de CO_2 de l'industrie

	1990	2005	2011
En Mt CO_2	86,349	79,278	64,448
100 = 1990	100	91,81	74,64
100= 2005		100	81,29

Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes

Ces résultats laissent donc à penser que, pour ce qui est de l'industrie, les objectifs 2020 du PEC en matière d'émissions de CO_2 devraient, en l'état actuel de la situation, pouvoir être atteints sans

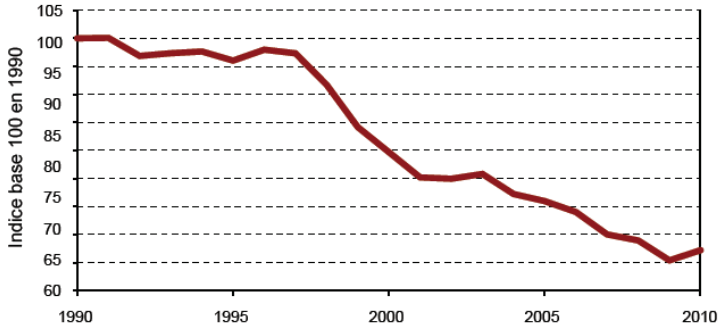
difficulté excessive. De même, s'agissant cette fois de l'intensité énergétique, les résultats d'ores et déjà enregistrés permettent de penser que les objectifs d'un gain d'efficacité devraient normalement pouvoir être réalisés.

Tableau n° 4 Intensité et efficacité énergétique de l'industrie

En indice base 100 en 1990

Industrie (y compris BTP, mais hors secteur de l'énergie)	1990	2000	2005	2009	2010
Émissions de GES/valeur ajoutée en volume	100	79,7	71,0	60,4	62,2

Émissions de GES par unité de valeur ajoutée



Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

Ce constat est néanmoins tributaire d'une incertitude de taille. L'évolution des années les plus récentes montre en effet que, pour l'industrie, le risque pourrait être celui d'une rupture de tendance. En effet, alors que l'efficacité énergétique de l'industrie ne cessait jusqu'alors de progresser, entraînant une forte réduction de l'intensité des émissions de GES, cette dernière a atteint un creux en 2009 mais s'est ensuite accrue. Si la crise explique évidemment en partie ce mouvement, elle n'en épuise toutefois pas les causes. La principale question qui se pose est donc de parvenir à séparer ce qui, dans cette baisse de l'intensité énergétique puis dans sa stabilisation, relève de facteurs économiques généraux (hausse du prix de l'énergie, nouvelles technologies utilisant moins d'énergie), de l'efficacité des diverses mesures incitatives (ETS, diagnostics énergétiques, aides à l'utilisation rationnelle de l'énergie, prêts verts, notamment), ou réglementaires (Grenelle II) liées au PEC et de la délocalisation des activités émettrices ou de la moindre production de valeur ajoutée liée à la crise.

En effet, en période de crise, le taux d'utilisation des capacités de production baisse, ce qui entraîne une double conséquence :

- d'abord, une perte d'efficacité des capacités installées, ce qui détériore nécessairement les rendements et réduit l'efficacité énergétique ;
- ensuite, de moindres investissements, ce qui aussi, puisqu'ils en sont en eux-mêmes potentiellement porteurs, contribue à ralentir les gains d'efficacité.

Cette liaison entre utilisation des capacités/investissements /efficacité énergétique est particulièrement visible sur les périodes de la fin des années 90 d'une part, et des années d'avant la crise, d'autre part, moments pendant lesquels la progression de la production industrielle s'est accompagnée d'une sensible réduction des émissions, liée à l'amélioration de l'efficacité permise par les investissements ainsi requis.

En cas de persistance durable d'une situation économique difficile, s'agissant de l'industrie, une réduction des émissions conforme aux objectifs pourrait être atteinte. Mais elle serait toutefois d'une interprétation ambigüe, puisque pouvant traduire une perte de substance industrielle, qui elle-même masquerait l'obtention de moindres gains d'efficacité énergétique sur la fin de la période. L'atteinte des objectifs masquerait en ce cas un résultat doublement négatif.

C - L'agriculture

À côté de la particularité de son "mix électrique", l'agriculture représente la deuxième grande singularité de la France dans l'Union Européenne. Elle a représenté en 2011, 21,2 % des émissions totales françaises, contre seulement 9 % au niveau européen.

Toutefois, le secteur est très faiblement émetteur de CO_2 : 2,3 % en 2011 du total des émissions de CO_2 en France, soit moins de 10 % de ses émissions de GES, qui proviennent en totalité de la combustion agricole (tracteurs, chauffage des serres et bâtiments d'élevage).

Tableau n° 5 Emissions de GES de l'agriculture

AGRICULTURE Secteurs-d.xls

Polluants	1990 Emissions en kt (*)	1990 % du total national hors UTCF	2010 Emissions en kt (*)	2010 % du total national hors UTCF
CO_2	0	0%	0	0%
CH_4	2 055	68%	2 022	68%
N_2O	198	67%	167	87%
HFC	0	0%	0	0%
PFC	0	0%	0	0%
SF_6	0	0%	0	0%
PRG	104 562	19%	94 355	18%

(*) HFC, PFC et PRG en éq. CO_2 CITEPA

Source : rapport national d'inventaire au titre de la convention cadre sur les changements climatiques (http://citepa.org/publications/Inventaires.htm)

Les émissions de GES d'origine agricole proviennent donc essentiellement des gaz autres que le CO_2 (cf. le Tableau n° 2) : pour 51 % des rejets de protoxyde d'azote (N_2O) et 41 % des émissions de méthane (CH_4), deux gaz pour lesquels la part du secteur agricole dans leurs émissions est prépondérante (respectivement 89 % et 75 % du total de chaque gaz). Ces deux GES font bien partie du périmètre de la décision européenne d'avril 2009 sur le partage de l'effort de réduction des émissions de GES. La fertilisation des sols est la première source de GES d'origine agricole en France (46 %), devant la fermentation entérique (27 %) et les déjections animales.

Enfin, alors que les émissions du secteur agricole ont diminué au rythme d'un peu plus d'1 % par an dans l'UE (22 % entre 1990 et 2010), la baisse n'est en France que de 0,5 % en rythme annuel sur la même période. On assiste ainsi sur les vingt dernières années à une stabilisation des émissions de CH_4 (1,5 % de baisse entre 1990 et 2010), alors que dans le même temps, les émissions de ce gaz baissaient de 20 % dans l'UE. Cette différence est également sensible sur le N_2O d'origine agricole, qui, en France, voit ses émissions diminuer d'un peu plus de 9 % de 1990 à 2010 contre plus de 25 % dans l'Union Européenne (cf. tableau suivant). Sur vingt ans, la contribution de l'agriculture (hors CO_2) au PRG est ainsi restée stable.

Tableau n° 6 Emissions d'origine agricole en France et dans l'UE, 1990-2010

En Mteq CO_2	France			Union Européenne		
	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O
1990	-	42,9	61,1	-	248,7	345
2010	-	42,2	51,7	-	198,6	263

Hors UTCF, Source : CITEPA, juin 2012 et AEE, juin 2012

Les émissions agricoles de méthane et de protoxyde d'azote ont baissé de façon significative jusqu'en 2005 en raison de prix agricoles assez bas. En revanche, la tension sur le marché et sur les prix dans la période récente a entraîné une inversion de cette tendance par une augmentation des intrants azotés destinés à accroître la productivité des exploitations.

D - Le bâtiment résidentiel et tertiaire

Ce secteur constitue le quatrième poste d'émission de GES, avec 18,2 % du total, soit 53,8 MteqCO_2 pour le résidentiel et 32,6 MteqCO_2 pour le tertiaire.

Au-delà des écarts constatés – et pour l'essentiel dus à l'évolution des températures, les années 1991, 1996 et 2010 ayant été exceptionnellement froides – on constate en France une relative stabilité des émissions dans les deux sous-secteurs : 1 % d'augmentation pour le résidentiel et 7 % pour le tertiaire sur 20 ans. Cette situation tranche avec l'évolution européenne qui affiche une baisse régulière sur la même période, tant pour le résidentiel que pour le tertiaire avec respectivement -8 et -10 %.

Les émissions de GES du secteur logement-tertiaire connaissent des fluctuations annuelles très fortes liées au climat qui rendent difficilement discernables les tendances de long terme. Les émissions liées à la combustion sont orientées à la baisse par rapport à 1990 pour la plupart des polluants, à l'exception de substances telles que le CO_2 et les NO_x orientées à la hausse. Cette tendance, à la baisse pour de nombreux polluants, trouve son origine en grande partie dans l'amélioration des performances des appareils domestiques brûlant du bois, mais également à des effets de structure impliquant les parts relatives des différents combustibles. Les variations apparaissent plus ou moins marquées selon les polluants et les années.

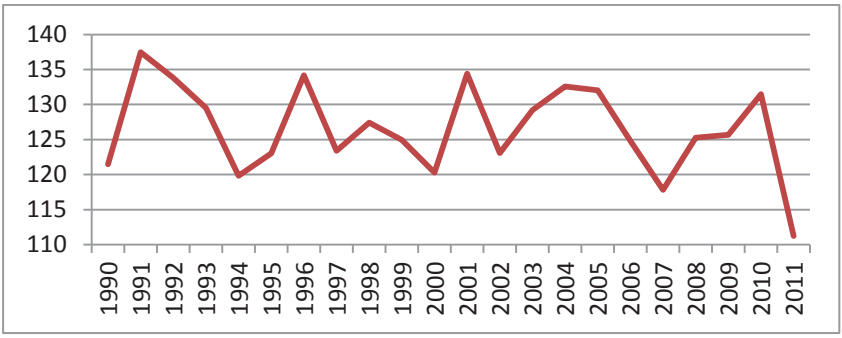


Figure 15. Logement-tertiaire : émissions de GES (en PRG) de 1990 à 2011 (données CITEPA, calculs Cour des comptes)

Il est à noter que l'année 2011 a été très douce (l'indice de rigueur climatique est le plus bas observé depuis 1960) et a engendré une baisse importante des consommations énergétiques liées au chauffage des locaux. Cela implique donc une baisse de l'ensemble des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en 2011 pour ce secteur.

S'agissant spécifiquement des émissions de CO_2, entre 1990 et 2010, elles augmentent légèrement (+7 %) suite à l'augmentation des consommations énergétiques du secteur depuis 1990. L'écart entre 2010, année très défavorable, et 2011, année plus favorable, conduit à une chute des émissions de CO_2.

Dans le secteur résidentiel seul, depuis 1973, les consommations unitaires moyennes de chauffage par superficie ont baissé de 58 %. Quant à la consommation unitaire moyenne totale tous usages, elle est passée de 352 kWh/m² en 1973 à 186 kWh/m² en 2011 (- 1,2 % par an, en moyenne).

Cette tendance à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments a été contrebalancée par l'augmentation continue des surfaces dans le parc de logements.

CONCLUSION

Avec 227 tCO_2 émises par M€ de PIB, la France est l'une des économies parmi les moins carbonées en Europe, la deuxième après la Suède. Rapportées au PIB, les émissions françaises représentent ainsi moins des 2/3 de la moyenne de l'Union européenne ou des émissions de l'Allemagne, à peine plus de la moitié de celles des Pays-Bas.

Cette spécificité est très essentiellement due à une production électrique qui est aux ¾ issue du nucléaire et au 1/6 de sources renouvelables. Au total, l'électricité est ainsi, en France, produite à plus de 90 % à partir de sources non-émettrices de CO_2. Avec 79 g CO_2 par kWh produit, la France émet de ce fait entre cinq et six fois moins que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Du fait de cette particularité de sa production énergétique, les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France proviennent d'abord des transports : 28 %, dus à 95 % au seul transport par route. Malgré la contraction récente de l'activité industrielle et les efforts particuliers du secteur de la chimie, l'industrie représente encore 22 % des émissions de GES. L'autre spécificité française est le poids élevé de l'agriculture dans ses émissions de GES (21 % du total, contre seulement 9 % en moyenne en Europe), avec des gaz tels le protoxyde d'azote et le méthane dont le pouvoir de réchauffement global (PRG) est élevé au regard de celui du CO_2. Enfin, avec 18,2 % des émissions, le résidentiel-tertiaire représente le quatrième et dernier secteur.

Chapitre III

Instruments et moyens

du Paquet énergie climat

I - Les outils européens

A - Le système communautaire d'échange de quotas européens

Mis en œuvre dès 2005, le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE)[32] a été établi par la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003. Celle-ci a été largement modifiée par la directive 2009/29/CE du 23 avril 2009.

À sa création, le SCEQE devait permettre aux Etats membres de l'Union européenne de contribuer à la réalisation des engagements au titre du Protocole de Kyoto, soit, pour l'Union européenne, une réduction de ses émissions de 8 % en 2012 par rapport à 1990 et, pour la France, leur maintien en 2012 à hauteur de celles de 1990.

La directive de 2009 vise à poursuivre cet objectif premier et à faire de la phase III du système d'échange, soit la période 2013-2020, le principal outil de l'Union en matière de lutte contre le changement climatique dans les secteurs industriels les plus émissifs afin de réaliser

[32] Également désigné sous son appellation anglo-saxonne de EU-ETS (*European Union Emission Trading Scheme*).

« *l'engagement du Conseil européen de mars 2007 de réduire d'ici à 2020, les émissions globales (...) de la Communauté d'au moins 20 % par rapport à leurs niveaux de 1990* ». Dans cette perspective la directive prévoit que les quotas alloués aux installations « *soient inférieurs de 21 % aux niveaux d'émissions desdites installations en 2005* ».

1 - Un fonctionnement complexe

Le SCEQE est un système de plafonnement et d'échanges d'émissions applicable à des installations émettrices de gaz à effets de serre. Celles-ci reçoivent un certain nombre de permis d'émissions (allocations ou quotas) qui leur sont alloués de façon gratuite ou payante.

Jusqu'à cette limite, les industriels sont autorisés à échanger des quotas selon leurs besoins et doivent faire vérifier les émissions de leur installation de l'année précédente afin de restituer les quotas correspondant. La non-restitution de quotas dans les délais prévus se traduit par des pénalités de 100 €/t, les quotas devant en outre être restitués par la suite.

La phase III du SCEQE (2013-2020) se caractérise par :

1. une extension des champs d'application;
2. la validité intégrale pour la phase III des quotas obtenus pendant la phase II ;
3. la fixation d'un plafond européen pour les quotas à l'échelle de l'UE au lieu du système actuel à 27 plafonds nationaux, avec une diminution annuelle de 1,74 % jusqu'en 2020 ;
4. le passage progressif d'attribution gratuite des quotas à un système de mise aux enchères[33] ;
5. le remplacement des 27 registres électroniques nationaux par un registre unique de l'Union.

[33] Ces enchères s'appliquent ainsi intégralement et dès 2013 au secteur électrique – exception faite de certains nouveaux Etats membres, les autres secteurs bénéficiant de quotas gratuits qui diminueront progressivement sauf pour des secteurs potentiellement soumis au risque de « fuite carbone ».



Figure 16. Les caractéristiques des phases II et III du SCEQE. Source : CDC Climat Recherche

2 - Le coût pour l'État et pour les entreprises

Trois grandes catégories de coûts peuvent être identifiées pour l'État : le coût administratif de la mise en place et du fonctionnement du SCEQE, le coût lié à l'insuffisante protection du système qui a

occasionné une fraude massive à la TVA et le mauvais calibrage de la Réserve dite « nouveaux entrants ».

Le coût administratif récurrent de mise en œuvre du SCEQE reste relativement modeste : la Cour estime à 600 000 €/an, hors frais de personnel[34] et comprend essentiellement une contribution aux frais de tenue du registre national des quotas et des dépenses d'études et de travaux de recherche.

Le coût de la fraude à la TVA, qui a touché la plupart des pays européens, s'est en revanche avéré extrêmement élevé. La Cour des comptes l'a évalué à 1,6 Md€ pour l'État français, et Europol à 5 Md€ pour l'ensemble de l'Union. La mise en place d'un système d'autoliquidation de la TVA en 2010 prévient désormais ce type de fraude en France. Toutefois, la sécurité du SCEQE reste aujourd'hui encore sujette à de nombreuses interrogations soulevées en l'espèce par le passage à un registre européen ou encore par l'inclusion des détenteurs d'aéronefs dont la localisation et la vérification de l'honorabilité posent parfois d'importantes difficultés.

Le mauvais calibrage de la « réserve nouveaux entrants », prévue pour accorder des quotas gratuits aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroitre la capacité des sites existants, a contraint l'État à effectuer quatre opérations d'achat de quotas sur les marchés, pour un montant total de 207 M€. Si cette somme a pu être en partie compensée par la mise en place lors de la loi de finances de 2012, d'une taxe exceptionnelle dont les recettes se sont montées à 112 M€, sa non reconduction a conduit l'État à, *in fine*, financer les quotas des entreprises concernées pour un montant de 95 M€.

Les coûts du système pour les entreprises sont principalement de deux natures : un coût de gestion de la conformité (vérification des émissions, frais de compte, coûts éventuels de transaction) et, au-delà, un coût potentiel en terme de compétitivité.

Le coût administratif de la conformité n'a pas suscité de réactions particulières auprès des autorités : en effet, si le coût de l'application des textes s'est, en phase I, avéré sensible pour les petites installations, plusieurs mesures ont atténué ces effets de seuil, notamment à travers la mise en place d'un régime simplifié pour les installations émettant moins de 25 $ktCO_2$/an.

[34] D'après le projet annuel de performance (PAP) 2013 de la mission « Écologie, développement et aménagement durables » (action 05 du programme 174 « Énergie, Climat et après-mines ». Les crédits de personnels représentent environ 11 ETP répartis entre l'administration centrale et les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL).

Au-delà, le SCEQE n'a pas pesé, jusqu'à présent, sur la compétitivité des entreprises jusqu'en 2012. La gratuité des quotas durant toute la phase II a par ailleurs, largement contribué à réduire cet impact potentiel. De plus, si cette gratuité disparaît progressivement à partir de 2013, les entreprises soumises au SCEQE ont souvent largement profité du surplus de quotas de la phase II dont une partie a pu être « stockée » pour leur conformité en phase III, ces quotas étant intégralement transférables.

Par ailleurs, les mesures envisagées par la directive et destinées à protéger les secteurs considérés comme exposés aux « fuites de carbone » - autrement dit à un risque de délocalisation en raison du prix du carbone - devraient également réduire ce risque.

La question de l'impact du prix du carbone sur la compétitivité reste cependant posée : ainsi la liste des secteurs « protégés » doit-elle être révisée dès 2014 créant une réelle incertitude au sein des entreprises. Par ailleurs, l'évolution de ce prix pourrait avoir, à terme, d'importantes conséquences sur certaines activités. Plusieurs études, dont on peut regretter le caractère souvent isolé[35], semblent ainsi démontrer l'existence de prix « pivots » du carbone, différents selon les secteurs et les installations concernés, et à partir desquels cette compétitivité pourrait être touchée. L'impact du carbone sur le prix de l'électricité, même s'il apparait aujourd'hui peu sensible, pourrait également générer des distorsions de concurrence, y compris au sein de l'Union européenne, l'Allemagne ayant ainsi annoncé son intention de recourir aux aides d'État pour les secteurs électro-intensifs, conformément à la possibilité laissée par la directive 2009/29CE.

3 - Un signal prix du carbone peu significatif

Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif, notamment en raison d'une conjoncture défavorable, d'une conception peu flexible et d'une interaction dommageable entre le système d'échange et les autres composantes du PEC.

Si des études de 2010[36] estiment que le SCEQE joue pleinement son rôle entre 2005 et 2007, conduisant à une réduction significative des émissions par rapport à un scénario « sans SCEQE », ces constats deviennent difficiles à vérifier pour l'ensemble de la deuxième période.

[35] Cf. l'étude du Boston group sur l'impact du prix du carbone dans le secteur du ciment, in Annexe sur le SCEQE.

[36] Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations (aujourd'hui CDC Climat Recherche), University College de Dublin et Massachusetts Institute of Technology Climat, « Le prix du carbone », Convery et al., 2010.

La crise économique qui touche l'Europe à partir de 2008 a en effet entrainé une double conséquence : une diminution des émissions et donc des besoins de quotas des entreprises et, en l'absence de mécanisme correctif, une surabondance de quotas sur le marché[37], qui, dans le même temps restait dans l'incertitude du post 2020.

Une étude récente de la CDC Climat Recherche sur l'origine des réductions du CO2 depuis 2005 en Europe conclut ainsi qu'environ 30 % de ces réductions pourraient être attribuées à la crise ; que 10 à 20 % pourraient résulter du prix des énergies ; enfin, que 50 à 60 % de ces réductions pourraient s'expliquer par la mise en place des politiques énergie-climat, « avec le déploiement des énergies renouvelables et celles associées à l'amélioration de l'intensité énergétique, comptant respectivement pour 40 à 50 % et 10 à 20 % ». « Le prix <du quota> a joué un rôle marginal pour expliquer les variations des émissions de CO2, estimé entre 0 et 10 % ».[38]

Tableau n° 7 Comparaison des émissions et des allocations pour la France

	2008	2009	2010	2011	2012	2008-2012
Emissions vérifiées (ktCO²)	124130	111093	115665	105413	103503	559803
Allocations de quotas (KtCO²)	129568	128566	138644	139473	139527	675778
Différence	-5438	-17473	-22979	-34060	-36024	-115975
CER restitués (kt eqCO²)						56590
ERU restitués (kt eqCO²)						19008

Source : http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer. Retraitement Cour des comptes

Les principaux mérites du système d'échange européen de quotas résident dans le fait d'avoir imposé aux acteurs l'existence d'une valeur du carbone et d'avoir permis des réductions d'émissions à un coût bien

[37] Le système européen fait aujourd'hui face à un surplus d'allocations estimé par la CDC Climat[37] à 1 537 Mt pour la période 2013-2020, ce chiffre étant cohérent avec les estimations de la Commission européenne de 2012[37] (1,3 Md de quotas). L'excédent pour la France se monterait sur la phase II à environ 118 Mt pour les seuls quotas cette différence atteignant même près de 193Mt en englobant la restitution des crédits Kyoto (cf. tableau suivant).

[38] Cf. Point Climat n° 32, octobre 2013.

moindre que celles obtenues par le déploiement des énergies renouvelables.

Toutefois le prix donné aujourd'hui par le marché au carbone n'est plus significatif : en cinq ans, le cours du quota pendant la phase II est en effet passé d'environ 20 € en 2007, à moins de 5 € sur les six premiers mois de l'année 2013[39]. La faiblesse du signal prix est ainsi telle que les installations n'ont plus guère d'intérêt économique à investir dans des technologies de réduction d'émissions.

Trois principaux facteurs expliquent cette situation :

- *le SCEQE offre aux acteurs une visibilité insuffisante* : le facteur de réduction de 1,74 % du plafond des émissions prévu par la directive 2009/29/CE peut, en principe, continuer à s'appliquer après 2020. Toutefois cette date est perçue pour l'heure par les acteurs comme une date butoir. L'absence de perspective pour 2030 alors même que les efforts de l'Union sont censés s'inscrire dans une trajectoire allant jusqu'à 2050 nuit considérablement à la crédibilité du système ;
- *les composantes du Paquet énergie climat on elles-mêmes, paradoxalement, largement affecté l'efficacité du SCEQE* : l'accroissement obligatoire de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen a ainsi de facto affaibli le SCEQE. En effet, en réduisant significativement les émissions des entreprises utilisatrices, celles-ci ont été amenées à réduire leur besoin de quotas. Cette action a, de plus, été renforcée par la dernière directive sur l'efficacité énergétique[40] qui devrait également, à terme, entrainer une baisse de la demande. Les effets secondaires des directives « ENR » et « efficacité énergétique », ajoutés au surplus actuel de quotas hérité de la seconde période du SCEQE pourraient ainsi au total se traduire à la fois par un nouveau surplus de quotas mais aussi, de facto, par une réduction de plus de 80 % du rôle joué par le système dans la réduction des gaz à effet de serre des secteurs qui lui sont soumis[41] ;

[39] S'il n'est pas possible de comparer le prix « marché » du carbone à sa « valeur tutélaire », il peut être néanmoins ici rappelé, à titre d'information, que cette valeur avait été estimée autour de 56 € en 2020 pour monter à 100 € en 2030.

[40] Directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

[41] Cf. Point Climat n° 28 : « Réforme de l'EU ETS : donnez-lui du travail » ; cf. également Point Climat septembre 2012 « Efficacité énergétique, énergie renouvelable et quotas de CO2 en Europe : un besoin de coordination ».

– *l'absence de mécanisme régulateur permettant de gérer avec davantage de souplesse la fixation d'un plafond d'émissions* : conçu dans l'hypothèse d'une croissance régulière, le SCEQE de la phase II n'avait aucun moyen de réagir face à une crise économique réduisant les émissions. L'absorption progressive des quelque 1,5 Md de tonnes héritées de la 2ème période hypothèquera longtemps la viabilité de la phase III.

B - Le captage et le stockage du CO_2

La technologie dite du captage et stockage (CSC[42]) consiste à récupérer environ 90 % du CO_2 émis par les installations avant, pendant ou après la combustion des matières premières (pétrole, gaz ou charbon), avant de le transporter par canalisations ou bateaux, puis de le stocker sous terre.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la mise en œuvre de tels projets, pourrait, d'ici 2050, contribuer à hauteur de 19 % à l'effort de réduction des émissions mondiales de CO_2. Le Paquet Energie Climat a largement pris en compte ces analyses en réservant une place particulière à cette technique au travers de la directive 2009/31/CE du 23 avril 2009, relative au stockage géologique du dioxyde de carbone.

Ce texte, transposé en France entre 2010 et 2012, vise à réglementer les conditions d'autorisation, d'exploitation et de gestion après fermeture, y compris sur le plan de la responsabilité de l'exploitant, des sites de stockage. Il ne crée aucune obligation de mise en place de projets de captage et stockage.

1 - La difficile mise en place de grands projets de démonstrateurs industriels et les incertitudes sur le CSC en France

Estimant que la technologie du CSC pourrait permettre de stocker près de 7 $MtCO_2$ en 2020 et jusqu'à 15 % des émissions européennes en 2030, la Commission avait souhaité encourager l'émergence de projets de CSC. Elle a proposé de consacrer à ces projets une partie de l'enveloppe NER 300, un programme abondé par la vente de quotas d'émissions prélevés sur la réserve nouveaux entrants[43]. Au terme des deux appels d'offre européens, un seul projet de CSC situé au Royaume-Uni a toutefois été retenu.

[42] CCS en anglais : Carbon Capture & Storage.
[43] 200 millions de quotas en 2012 et 100 millions de quotas en 2013.

Plusieurs projets étaient initialement situés sur le sol français. On peut ainsi mentionner le projet C2A2 (démonstrateur de captage sur centrale à charbon), le projet TGR-BF, dit également ULCOS[44] (démonstrateur intégré sur une installation sidérurgique), ou encore celui de « France Nord » (démonstrateur de stockage) À cette date, seul le projet C2A2 a vu le jour[45], pour l'heure, été poursuivi.

Ce relatif échec en France et en Europe dans la mise en œuvre à grande échelle de projets de démonstration se traduit aujourd'hui par le maintien d'incertitudes dans la connaissance de cette technologie et des conditions de sa réalisation.

- incertitudes sur la mise en œuvre à l'échelle industrielle des trois grands procédés de captage que sont actuellement la post-, la pré- et l'oxycombustion : si ces différentes techniques sont désormais bien connues et relativement éprouvées, elles nécessitent encore une approche par démonstrateurs afin de valider la technologie ainsi que ses modes opératoires ;
- incertitude sur la faisabilité du stockage : Il existe aujourd'hui trois grands types de stockage géologique du CO_2 : les gisements d'hydrocarbures matures, les aquifères profonds (salins), les veines de charbon profondes inexploitées. Trois bassins sont, en France susceptibles de pouvoir stocker du CO_2 : le bassin parisien, le bassin aquitain et celui du Sud-Est. Toutefois, étant donné l'arrêt des projets de démonstrateurs CSC sur le sol français, il n'existe pas à ce jour d'études suffisantes permettant d'identifier de façon certaine des zones de stockage adéquates.

2 - Les principales raisons de cet insuccès

Trois principales raisons expliquent l'échec actuel du CSC : une méconnaissance des possibilités de stockage, un prix du carbone insuffisant pour compenser les coûts de la technologie et l'absence de soutiens financiers.

La connaissance insuffisante aujourd'hui des capacités de stockage dans le sous-sol français semble d'entrée hypothéquer la mise en place de captage à grande échelle : il parait en effet difficile d'envisager un investissement dans un tel projet sans savoir au préalable si le carbone pourra être de fait stocké.

---

[44] ULCOS : Ultra-Low Carbon dioxide (CO_2) Steelmaking, ou « Processus sidérurgiques à très basses émissions de CO_2 ».

[45] Le projet a été inauguré en octobre 2013.

Par ailleurs, l'actuel prix du carbone ne permet pas de compenser le coût du CSC. Parmi les trois principaux maillons de la chaîne CSC, le captage représente à lui seul environ 70 % du coût total des installations. Ce coût reste cependant difficile à chiffrer avec certitude, étant donné le nombre de paramètres qui rentrent en ligne de compte, tels que le prix de l'énergie, le type d'installation - centrale à charbon, à gaz, installation industrielle - le type de transport ou encore le site de stockage qui, lui-même, fait appel à plusieurs paramètres (la nature de la formation exploitée, la localisation, ou encore l'existence de puits réutilisables pour injecter le CO_2).

Les points d'équilibre de la rentabilité des projets CSC pour des installations de type centrale à charbon ou à gaz supposent, selon les scénarios retenus, un prix du carbone situé environ entre 40-55 €/t pour un projet de centrale à charbon et entre 80-110 €/t pour un projet de centrale à gaz[46] alors que le prix actuel du CO_2 reste d'environ 5 €/t. Malgré les incertitudes qui entourent de telles estimations, l'ordre de grandeur obtenu indique clairement le caractère non rentable des projets de CSC dans les conditions actuelles de marché.

En l'absence d'un prix significatif du carbone, seul un soutien financier public de cette technologie est actuellement susceptible de faciliter sa mise en œuvre et l'AIE, dans sa feuille de route 2013 consacrée au CSC insiste ainsi à de nombreuses reprises sur la nécessité qu'il y a, selon elle, à développer aujourd'hui des soutiens financiers susceptibles de produire un effet de levier suffisant pour que l'investissement privé soit mobilisé[47].

Deux sources sont actuellement envisageables :

– les financements européens qui recouvrent deux principales enveloppes : (i) celle de la NER 300 dont pourrait, à terme, bénéficier le seul projet encore en lice à l'issue du 2ème appel d'offre, un projet britannique Ce levier n'a donc pas suffi à encourager de façon significative l'émergence de nombreux projets européens, a fortiori français. Cette ressource semblait par ailleurs déjà insuffisante puisque la directive stipulait qu'un projet bénéficiant de la NER 300 ne pouvait, in fine, bénéficier de plus de 15 % du financement européen disponible, et que la

[46] Estimations de la ZEP : fondée en 2005, la plateforme européenne technologique ZEP (Zero Emission Platform) regroupe des industriels, des administrations gouvernementales, de instituts de recherche ainsi que des ONG, telle le WWF sur les problématiques du captage/stockage. Les estimations données par la ZEP supposent une distance de transport d'environ 180 km.

[47] IEA : Technology roadmap, carbon capture and storage, 2013 edition.

totalité du financement public ne pouvait excéder 50 % du surcoût généré par la mise en place du CSC. (ii) L'autre source de financement réside dans le programme de relance européen qui devait disposer d'un Md € pour six démonstrateurs de CSC dans le secteur de l'électricité par combustion d'énergie fossile, soit une moyenne de 150 M€ par projet. Là encore, ce financement, dont la France, au regard de sa spécificité électrique n'aurait probablement guère bénéficié, risquait de se révéler, en l'absence de prix du carbone significatif, difficilement suffisant ;

– les financements nationaux : le financement public de cette technologie en France s'est pour l'instant limité à 80 M€ venant de l'ADEME et de l'ANR, essentiellement destinés à contribuer au financement de projets pilotes (démonstrateurs de recherche).

Tableau n° 8 Les financements publics français de la technologie CSC

Agence	Programme	Objet	Financement [M€]	Commentaires
ANR	Appels à projets R&D	47 projets de R&D	39,3	Programmes concernés : * Captage et stockage de CO2 (2005 - 2008) * Efficacité Energétique et réduction des émissions de CO2 des systèmes industriels EESI (2009 - 2010) * Systèmes Energétiques Efficaces et Décarbonés SEED (2011 - 2013)
	Investissements d'Avenir	IEED Geodenergies	15,9	IEED labellisé en mars 2012, contractualisation en cours
ADEME	Appels à projets R&D	31 projets de R&D	5,7	2003 - 2012
	Fonds démonstrateurs de recherche	Projet C2A2	5,0	* Démonstrateur de captage aux amines sur centrale à charbon (Coordinateur : EDF, technologie ALSTOM) * Inauguré en octobre 2013
		Projet TGR – BF	11,0	* Études préalables à un démonstrateur de captage de CO2 en milieu sidérurgique, transport et stockage géologique de CO2 en aquifères salins (Coordinateur : ARCELORMITTAL)
		Projet France Nord	2,3	* Démonstrateur de stockage de CO2 en aquifères salins (Coordinateur : TOTAL) * Aide accordée initialement : 22 M€. Le projet s'est arrêté à la fin de 2 années d'étude, avant la phase de démonstration.
	Investissements d'Avenir	En cours d'instruction		

Source. : Bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques (DGEC)

Certains Etats ont en revanche décidé d'accorder au CSC une place importante dans la construction de leur futur modèle énergétique, à

l'image de la Grande-Bretagne qui, en avril 2012, a annoncé accorder l'équivalent d'1,1 Md€ de subventions au développement de projets de captage/stockage sur son sol[48].

Le choix de développer ou non des projets de captage/stockage et d'y consacrer les subventions nécessaires à leur émergence, en l'état actuel des prix du carbone, renvoie toutefois aujourd'hui à la question de l'utilisation des subventions publiques en faveur des différentes solutions énergétiques qui composent l'enveloppe du Paquet énergie climat. Aussi trois éléments méritent d'être pris en compte : le prix de revient de l'électricité pour les projets de CSC adaptés à des centrales thermiques, l'enjeu climatique et la production d'une énergie fossile décarbonée grâce à cette méthode.

3 - L'acceptabilité sociale, frein supplémentaire au déploiement des projets de CSC à court terme

Le principal risque d'un projet de CSC consiste en une fuite massive de CO_2 lors des différentes étapes du processus. Or, si les risques liés au captage et au transport s'apparentent aux risques industriels classiques, assez bien connus des acteurs et diffère assez peu de ceux des installations classées, les risques liés au stockage touchent à des questions d'acceptabilité sociale, en particulier du fait de la longue durée.

Si le projet pilote mené par Total à Lacq entre 2008 et 2013 parait s'être déroulé dans de bonnes conditions, il convient de rappeler que celui-ci restait avant tout un projet de recherche impliquant des injections de CO_2 inférieures à 100 000 tCO_2. Un projet de taille industrielle entrainant le stockage de millions de tonnes pourrait générer des réactions dont il est difficile, à ce stade de préjuger.

À cette première incertitude s'ajoute celle qu'entraîne la responsabilité financière des opérateurs lors la cession de sites de stockage. La directive 2009/31/CE impose en effet à tout opérateur de site de stockage une durée minimale de vingt ans après la fermeture de ce site avant un possible transfert de responsabilité aux autorités compétentes. Cette période a été portée à trente ans par le texte de transposition français.

Au-delà des garanties financières qu'il doit apporter lors du dépôt de dossier de stockage, l'exploitant doit également, lors du transfert de responsabilité, mettre une contribution financière à disposition de l'autorité compétente, afin, notamment, de couvrir les coûts supportés par

[48] CCS Roadmap: Supporting deployment of Carbon Capture in the UK, Apr. 2012.

cette autorité après ce transfert, cette contribution devant permettre de couvrir « *au moins le coût prévisionnel de la surveillance financière pendant une période de trente ans* ». Ce montant, aujourd'hui impossible à définir *ex ante*, devrait être très probablement calculé au cas par cas.

Cet engagement d'un opérateur privé sur une période de 60 ans a jusqu'ici soulevé d'importantes réticences,

C - Les moyens budgétaires de l'Union européenne alloués au PEC

1 - Les enveloppes budgétaires disponibles

Au-delà du cadre réglementaire contraignant qui définit le contenu du PEC et de la surveillance du marché tutélaire du carbone qu'elle a contribué à construire, l'Union européenne dispose de moyens financiers, directs –ses propres crédits budgétaires – ou indirects – les lignes de crédit de la Banque européenne d'investissement- qu'elle utilise et met à disposition des Etats-membres.

L'UE dispose de plusieurs programmes de dépenses qui sont destinés à promouvoir la politique en matière d'efficacité énergétique, les principales sources de financement étant le Fonds européen de développement régional et le Fonds de cohésion. Sur la période de programmation 2000-2006, ceux-ci ont, au total, alloué 306 M€ à des projets concernant l'efficacité énergétique. Au cours de la période 2007-2013, l'enveloppe globale prévue pour l'efficacité énergétique est passée de 4 192 M€ en 2008 à 5 078 M€ en octobre 2012, dont la ventilation par État membre pendant l'ensemble de la période 2000-2013 est donnée par le tableau ci-après[49]. Pour la période de programmation 2014-2020, la Commission a par ailleurs proposé une dotation supérieure à 17 Md€.

Cette proposition prévoit que, dans les régions plus développées et les régions en transition, au moins 80 % des ressources du FEDER seront centrées sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la recherche et l'innovation ainsi que la compétitivité des PME, un minimum de 20 % de cette dotation étant consacré à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Dans les régions moins développées, les niveaux correspondants sont respectivement de 50 % et 6 %.

[49] D'après le rapport « Rentabilité des investissements consacrés à l'efficacité énergétique dans le cadre de la politique de cohésion », Rapport spécial n° 21, Cour des comptes européenne, 14 novembre 2012.

Tableau n° 9 Affectation des fonds européens (M€)

État membre	Montant alloué pour la période 2000-2006	Montant alloué pour la période 2007-2013	Dotation totale État membre pour la période 2000-2013	Dotation totale État membre / dotation totale (%)	Projets sélectionnés pour la période 2007-2011	Projets pour la période 2007-2011 (%)
République tchèque	9,2	942,2	951,4	17,7	342,7	36,4
Italie	35,3	838,6	873,9	16,2	417,3	49,8
Pologne	11,4	499,0	510,4	9,5	389,4	78
Lituanie	31,8	370,5	402,3	7,5	439,3	118,6
Allemagne	12,0	373,2	385,2	7,1	307,1	82,3
Hongrie	7,2	328,5	335,7	6,2	163,9	49,9
France	**25,6**	**291,2**	**316,8**	**5,9**	**177,0**	**60,8**
Bulgarie	0	258,1	258,1	4,8	74,1	28,7
Roumanie	0	253,2	253,2	4,7	60,1	23,7
Royaume-Uni	23,4	150,7	173,4	3,2	167,4	111,1
Espagne	39,9	110,0	146,8	2,7	33,3	30,3
Grèce	42,6	71,2	113,8	2,1	492,4	691,8
Slovénie	0	105,7	105,7	2	73,7	69,7
Lettonie	21,0	60,2	81,3	1,5	106,1	176,2
Slovaquie	1,3	78,6	79,9	1,5	64,8	82,4
Portugal	0	74,2	74,2	1,4	49,6	66,8
Irlande	22,9	19,0	41,9	0,8	22,4	117,6
Pays-Bas	793,1	34,3	35,0	0,7	20,0	58,2
Estonie	2,6	28,8	31,3	0,6	27,8	96,8
Finlande	190,7	24,2	24,4	0,5	6,9	28,6
Belgique	5,3	19,0	24, 2	0,5	9,4	51
Malte	0	12,6	12,6	0,2	3,1	24,7
Suède	0	9,2	9,2	0,2	1,0	11,5
Autriche	2,9	6,2	9,0	0,1	17,7	282,4
Luxembourg	0	0,5	0,5	0,01	1,7	345,6
Total	**306,2**	**5 078,4**	**5,4**	**100 %**	**3 631,8**	

Source : Cour des comptes européenne

Au cours de la période, la place de la France dans ces programmes communautaires concernant l'efficacité énergétique aura été *in fine* très modeste, ce d'autant plus que les projets retenus n'auront, à fin 2012, représenté que très sensiblement moins des 2/3 des crédits disponibles et de l'ordre de 35 M€ par an.

Tableau n° 10 Fonds relevant de la politique de cohésion européenne à l'efficacité énergétique alloués à la France

En milliers d'euros	2000-2006	2007-2013	2000-2013	Projets retenus 2007-2011	Projets retenus en % de dotation nationale
Montant	25 597	291 168	316 764	177 009	60,8 %
% de la dotation U.E.	8,4 %	5,7 %	5,9 %	4,9 %	

Source : Cour des comptes européenne, calculs Cour des comptes

Par ailleurs, s'ajoutant aux crédits dédiés à l'efficacité énergétique qui viennent d'être analysés, les énergies renouvelables font aussi l'objet de programmes opérationnels du FEDER, au titre desquels la France a, sur la période 2007-2013, bénéficié d'une enveloppe de 219,6 M€.

Enfin, ont déjà été mentionnés les financements européens issus de la NER 300 pour le financement de technologies sobres en carbone innovantes. Le premier appel à projets, lancé en 2012 a abouti, à la suite du retrait de l'ensemble des projets de captage/stockage, à la sélection de projets essentiellement situés dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants. Lors de ce premier appel, deux projets français ont été retenus par la Commission et doivent bénéficier d'une partie des 1,2 Md€ issus de la vente aux enchères de 200 millions de tonnes de quotas. Au total, 240 M€ de crédits européens iront à deux projets français : le projet VERTIMED (projet d'éolienne flottante) et le projet UPM (projet de biocarburants de deuxième génération). Les projets qui seront financés au titre du deuxième appel d'offre de juillet 2013 ne sont pas encore connus.

2 - Des crédits d'une efficacité discutable

Dans un récent contrôle de l'emploi des fonds budgétaires européens alloués aux Etats-membres au titre de la politique d'efficacité

énergétique, la Cour des comptes européenne s'est attachée à déterminer si les investissements qui lui sont consacrés étaient rentables.

L'audit a porté sur les projets réalisés en République tchèque, en Italie et en Lituanie, pays qui ont bénéficié des contributions les plus importantes pendant la période de programmation 2007-2013 et qui avaient également alloué le plus de crédits aux projets correspondants en 2009. Il n'a donc pas concerné la France.

Au terme de cet examen, le jugement de la Cour des comptes européenne est sévère et met en évidence que les conditions de programmation et de financement mises en place n'avaient pas été de nature à permettre des investissements éco énergétiques rentables, car :

1. les programmes opérationnels audités n'avaient pas été assortis d'évaluations des besoins adéquates pour recenser les secteurs dans lesquels il était possible de faire des économies d'énergie rentables ;
2. la notion de rentabilité, n'a pas joué de rôle déterminant dans l'affectation des fonds par les États membres ;
3. les indicateurs de performance des mesures n'étaient pas adaptés au suivi des programmes. C'est pourquoi les résultats de mesures éco énergétiques communiqués par les pays membres ne peuvent être comparables à l'échelle de l'Union européenne ;
4. quoique tous les projets audités aient donné lieu aux réalisations physiques prévues, le coût de ces réalisations s'est révélé élevé au regard des économies d'énergie potentielles. Ces projets n'offraient pas un bon rapport entre les économies d'énergie et le coût d'investissement correspondant. La prévision du délai moyen de récupération des investissements se situant autour de 50 ans, ce qui est beaucoup trop long compte tenu de la durée de vie des composants remis à neuf ainsi que de celle des bâtiments ;
5. soit, s'agissant des bâtiments publics, les audits énergétiques n'étaient pas obligatoires (Italie, Lituanie), soit, lorsqu'ils l'étaient (République tchèque), les options d'investissement recommandées dans leur cadre étaient bien trop onéreuses. Quant aux économies d'énergie effectives, elles se sont avérées invérifiables pour 18 des 24 projets audités, car elles n'avaient pas été mesurées de manière fiable.

La Cour des comptes européenne recommande ainsi à la Commission européenne de désormais subordonner le financement de mesures éco énergétiques au respect des conditions suivantes : la réalisation d'une évaluation des besoins adéquate, un suivi régulier avec des indicateurs de performance comparables entre eux, le recours à des critères transparents pour sélectionner les projets et l'utilisation de coûts

d'investissement standard par unité d'énergie à économiser assortis d'une valeur maximale admissible pour le délai de retour.

Au total, pour la Cour des comptes européenne : « *Les programmes opérationnels ne reposaient pas sur des évaluations des besoins adéquates. La rentabilité n'était pas déterminante pour l'affectation de fonds aux mesures éco énergétiques* ».

II - Les moyens de l'action publique en France

Dans ses trois piliers, développement des énergies renouvelables, amélioration de l'efficacité énergétique et diminution des gaz à effet de serre, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de nombreux dispositifs de nature, réglementaire, financière ou fiscale.

A - Le pilotage de la mise en œuvre du PEC

D'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le pilotage global de la mise en œuvre du Paquet énergie climat est assuré par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (MEDDE), le ministère de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt (MAAF) ayant toutefois la responsabilité de la mise en œuvre des mesures spécifiques aux secteurs agricoles et forestiers.

Au sein du ministère, la DGEC exerce un rôle particulier d'acteur et de coordinateur des différentes actions menées par les autres directions du ministère. Elle est notamment directement en charge de l'application et du suivi des textes régissant le système d'échange de quotas, les énergies renouvelables ou encore le captage et le stockage du CO_2.

Elle constitue également le point d'entrée en même temps qu'elle est le chef de file des travaux concernant le calcul et l'inventaire des émissions dans la mesure où elle transmet les modes de calcul et les chiffres des émissions françaises à la Commission européenne et à la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (à travers le RMS[50]). L'arrêté du 24 août 2011 relatif au système national d'inventaires d'émissions et de bilans dans l'atmosphère

[50] L'ensemble des mesures mises en œuvre par la France dans chaque secteur pour répondre à ces objectifs est détaillé dans le Rapport dit « RMS » (rapport sur les mécanismes de surveillance) que chaque État membre remet tous les deux ans à la Commission européenne au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil européen. Dans la suite le signe RMS concernera l'actualisation de mars 2013 de ce document.

confirme le rôle du ministère et de la DGEC dans « *la mise en place et le suivi d'un système d'inventaires nationaux et territoriaux des émissions de polluants atmosphériques et de bilans d'émissions de gaz à effet de serre* ». La DGEC est ainsi chargée du pilotage du groupe de concertation et d'information sur les inventaires d'émissions (GCIIE), auquel participent également les ministères chargés de l'agriculture, de l'économie et de l'industrie, l'INSEE ou encore l'ADEME et le CITEPA.

La DGEC travaille avec les autres directions générales chargées de la mise en œuvre des politiques liées aux secteurs spécifiques de l'habitat (DGHUP), ou des transports, qui constituent deux volets essentiels de l'efficacité énergétique - ainsi la direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM) et la direction générale de l'aviation civile (DGAC), particulièrement en charge des aspects liés à l'ETS « aviation ».

Plusieurs directions du ministère des finances suivent certains aspects du Paquet énergie climat : la direction générale de la compétitivité et des services (DGCIS), notamment sur les questions liées au installations soumises au SCEQE ainsi qu'au sujet de la compétitivité ; la direction générale du Trésor, particulièrement sur le système des enchères de quotas mais aussi sur la gestion du compte de commerce « gestion des actifs carbone de l'État » dont elle est l'ordonnateur : la gestion du dispositif associe également étroitement le bureau développement durable de la direction du budget et le bureau des marchés carbone de la DGEC.

L'essentiel de la gestion de la mise en œuvre du PEC nécessite des réunions interministérielles, au sein de comités parfois institutionnalisés, comme le GCIIE précédemment cité, ou encore les comités sectoriels du Plan Climat, tenus annuellement. D'autres sont en revanche des comités *ad hoc*, tel les réunions sur les biocarburants ou encore le groupe de travail ayant réuni l'ensemble des ministères concernés sur l'utilisation du produit des enchères de quotas.

La DGEC est par ailleurs un acteur central de cette politique, puisqu'elle est chargée tout à la fois de l'élaborer et de la mettre en œuvre pour autant qu'il s'agisse d'assurer tant la sécurité de l'approvisionnement que le bon fonctionnement des marchés de l'énergie.

Au total, si la DGEC occupe incontestablement le rôle de *primus inter pares* dans la mise en œuvre et le suivi des différents textes du PEC, il convient de se demander si, face à des tâches multiples et aussi diverses, son action ne relève pas davantage de la coordination, de la centralisation et de l'assemblage plus que d'un réel pilotage.

Cela d'autant plus que l'autre organe du ministère qui est, lui aussi en principe chargé du développement, de l'animation et du suivi de la

stratégie de développement durable, à savoir le commissariat général au développement durable (CGDD), n'apparaît pas avoir pleinement réussi à jouer un rôle affirmé dans ce dispositif. C'est pourtant lui qui est chargé d'assurer le secrétariat du comité national du développement durable, comme du comité interministériel pour le développement durable.

En définitive, au regard des entretiens et des analyses menés dans le cadre de cette évaluation, la DGEC apparait bien certes comme la plate-forme destinée à recevoir, à collecter et, le cas échéant, à harmoniser et compiler l'ensemble des informations et des mesures techniques prises par les autres directions techniques ou, a fortiori, les autres ministères. Mais, compte tenu de l'ampleur et de la diversité de ses taches, elle peine manifestement à devenir l'organisateur d'une politique d'ensemble, c'est-à-dire interministérielle, de réduction des GES.

En d'autres termes, et en partie du fait du défaut du CGDD à assumer le rôle qui lui est imparti, la présente enquête peine à trouver, au sein des administrations consultées, un service en charge de concevoir et de piloter une politique véritablement intégratrice de réduction des GES qui réponde formellement aux objectifs liées textes européens mais aussi, au-delà, développe une politique « énergie-climat » globale et cohérente.

S'agissant de la conception, cette insuffisance s'est récemment marquée dans les difficultés rencontrées lors du débat national sur la transition énergétique. Ainsi, les transports, pourtant premiers émetteurs, ne figuraient initialement pas parmi les secteurs qui devaient être examinés, ils n'ont été de ce fait que très insuffisamment analysés. De même, les parties prenantes n'étant pas parvenues à s'accorder sur un document de « recommandations », seule une synthèse des débats a pu être élaborée. La concertation et le débat en amont sont donc restés insuffisamment conclusifs. Le manque d'un service animateur et sachant élaborer les outils nécessaires au débat s'est ainsi fait sentir. À cet égard, le nouveau commissariat général à la stratégie et à la prospective, par ailleurs service du Premier ministre, pourrait utilement servir de point d'appui dans l'avenir.

Enfin, s'agissant du pilotage, cette insuffisance ressort aussi des mesures prises par les différents services afin de permettre une réduction de la consommation énergétique et donc des gaz à effets de serre : ces mesures semblent en effet trop souvent avoir été conçues puis évaluées individuellement, dans le principal but de répondre aux objectifs chiffrés du PEC. Ainsi, vu sous cet angle particulier, le secteur des transports donne davantage l'impression d'un catalogue de mesures, chaque fois associées à l'espérance d'un gain en matière d'économie d'énergie et/ou d'émissions, dont la somme chiffrée est supposée répondre à l'objectif final. Pour autant, une approche globale et qui ne peut se résumer à la

seule atteinte d'un objectif, parait absente. Cette approche, que l'on pourrait trouver, au niveau local, dans la mise en place de réels schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie – aujourd'hui malheureusement incomplète – pourrait notamment amener davantage de cohésion et de synergie entre les différents leviers, ainsi, par exemple, entre aménagement de l'espace, transports, habitat et dépenses fiscales. C'est pourquoi, il paraît indispensable que la nécessaire interministérialité de cette politique puisse être fortement affirmée et rendue effective. À cet égard, le fonctionnement du comité interministériel du développement durable devrait être rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité relevant donc de la DGEC, et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

B - La fiscalité

Plusieurs mesures fiscales soutiennent la mise en œuvre du PEC, dont les principales sont : le crédit d'impôt développement durable, le taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien portant sur des logements achevés depuis plus de deux ans et l'éco-prêt à taux zéro.

1 - Des mesures nombreuses, rarement évaluées et chiffrées

Les mesures en faveur des énergies renouvelables ou de l'efficacité énergétique sont nombreuses mais rarement évaluées, malgré un coût pour les finances publiques parfois élevé. Ainsi, par exemple, la dépense fiscale relative au bénéfice du taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien portant sur des logements achevés depuis plus de deux ans s'est élevée à 5,8 Md€ en 2011 et 5,23 Md€ en 2012. Il n'existe pourtant pas de statistiques qui mesurent spécifiquement le coût de ce dispositif fiscal pour le développement des énergies renouvelables ou pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, cette mesure vise bien plus largement l'ensemble des travaux effectués dans les logements anciens (planchers, huisseries, installations électriques, sanitaires et de plomberie, système de chauffage, etc.). Les enjeux pour le chiffrage du PEC sont pourtant considérables. Sur la base des investissements correspondants aux seuls équipements de production d'énergie renouvelable dans les logements anciens, la DGEC a évalué la dépense fiscale brute correspondante à 1,8 Md€ sur l'ensemble de la période 2005 à 2011. L'entrée en vigueur du taux de TVA réduit spécifique aux travaux de rénovation thermique

prévu par le projet de loi de finances pour 2014 permettra à l'avenir de mieux connaître la part de ces travaux.

De même, d'autres dispositifs fiscaux (taux réduit de TVA pour les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité ou de chaleur renouvelable, de petite puissance (abrogé en 2012), exonération d'impôt sur le revenu et de TVA pour la vente de l'électricité produite par les petites installation photovoltaïques, amortissement dégressif et exceptionnel sur 12 mois pour l'achat de certains équipements de production d'énergies renouvelables) n'ont fait l'objet d'aucune évaluation, malgré un coût global qui pouvait atteindre 25 M€ par an jusqu'en 2012[51].

2 - Un coût public de carbone évité variant d'un facteur 20

Lorsqu'elles sont évaluées, les mesures n'apparaissent pas toujours efficientes. Ainsi, l'enquête conduite pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales en avril 2011 a mis en évidence d'importantes disparités du coût public du carbone évité[52] entre les différents équipements éligibles au crédit d'impôt développement durable (CIDD), sans justification particulière.

Le ministère indique, dans le rapport RMS, que « *le coût public par tonne de CO_2 évitée a été estimé à 64 € en moyenne sur la période 2009-2012. Ce résultat ne prend en compte ni l'effet rebond (…), ni l'effet d'aubaine (…), qui réduisent l'efficacité du crédit d'impôt. A contrario, d'autres effets qui renforcent l'efficacité de long terme de cette mesure ne sont également pas pris en compte (développement de l'offre de produits, qualification des professionnels,…).*

Plusieurs études et sondages ont cherché à estimer l'importance de l'effet d'aubaine dans le cas de la mise en œuvre du CIDD. Ainsi, d'après les résultats de l'enquête OPEN 2011, le CIDD n'a eu aucun changement significatif sur 44 % des projets de travaux de rénovation qui en ont bénéficié. (…) ».

[51] dont 20 M€ par an pour le taux réduit de TVA pour les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité ou de chaleur renouvelable, de petite puissance de 2006 à 2012.

[52] Le coût public du carbone évité correspond au rapport entre la dépense publique totale engagée pour financer un équipement permettant de réduire les émissions et la somme des gains d'émissions sur la durée de vie de cet équipement.

Tableau n° 11 Coûts publics 2011 de la tonne de CO_2 évitée, par technologie aidée par le CIDD

Filières	Coût public en €/t CO_2 évitée
Solaire thermique	432
Photovoltaïque	136
Isolation des parois vitrées	70
Pompes à chaleur	55
Chaudières à condensation	43
Appareil indépendant de chauffage au bois	28
Isolation des parois opaques (toits et murs)	21

Source : rapport d'évaluation CIDD (calculs DGEC)

Le ministère reconnaît que les données statistiques concernant le crédit d'impôt sont pauvres. Les données sont collectées par la direction générale des finances publiques à travers la déclaration de revenus. Cependant, le formulaire concernant le crédit d'impôt ne distingue pas, pour un même taux de crédit d'impôt, les équipements installés. Ainsi, l'utilisation d'enquêtes complémentaires (Observ'ER, OPEN) sont nécessaires pour estimer la ventilation des dépenses fiscales par équipements. Ces différents outils ne permettent pas de connaître la qualité et la quantité des rénovations effectuées hors dispositif incitatif.

3 - Des mesures pour le logement manquant d'efficacité

Outre une efficience variable, certaines mesures, notamment celles spécifiquement conçues pour atteindre les objectifs du PEC, peinent à atteindre les objectifs fixés. L'éco-prêt à taux zéro permet aux propriétaires de logements de financer des travaux de rénovation à l'aide d'une avance remboursable sans aucun intérêt obtenu auprès de leur banque. En contrepartie, celle-ci obtient de l'État un crédit d'impôt[53].

Selon le RMS, les travaux financés par l'éco-prêt à taux zéro sur la période 2009-2010 permettraient d'économiser environ 2,8 MteqCO_2 et 14,9 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à une trajectoire tendancielle. Le modèle de scénario d'émissions de gaz à effet de serre (SceGES) n'a pas été réutilisé pour mesurer l'impact de l'éco-PTZ sur les missions de GES sur la période suivante. Par extrapolation, les 225 000 éco-PTZ distribués sur la période 2009-2012 permettraient d'économiser au total environ

[53] d'une valeur égale à la différence entre la somme actualisée des mensualités dues au titre de l'avance remboursable et la somme actualisée des montants perçus au titre d'un prêt de même montant et durée de remboursement, consenti à des conditions normales de taux à la date d'émission de l'offre.

4,2 MteqCO_2 d'ici à 2020 par rapport à cette même trajectoire tendancielle.

Mais les informations figurant en annexe du projet de loi de finance pour 2012 montrent que le dispositif n'a pas atteint les objectifs quantitatifs initialement fixés. Si la montée en puissance a en effet été très rapide en 2009, avec plus de 70 000 éco-prêts émis (pour un objectif de 50 000), le rythme s'est ensuite nettement ralenti à partir du début de l'année 2010 avec environ 6 000 dossiers par mois. Au total, 150 000 éco-prêts ont ainsi été distribués sur la période 2009-2010, pour un objectif de 200 000. En 2011 et 2012, l'écart entre les objectifs et le réalisé s'est encore creusé (cf. Tableau n° 12).

Tableau n° 12 Nombre et coût des éco-prêt à taux zéro distribués

	2009	2010	2011	2012
Objectif affiché	50 000	200 000	240 000	320 000
Nombre de prêts émis	70 933	78 484	40 755	34 000
Coût générationnel[54] (M€)	192	189	109	81

Source : DHUP

De fait, l'objectif de 400 000 éco-prêts par an à compter de 2013 apparaît fortement compromis.

Pour l'éco-PTZ, le coût public moyen est ainsi estimé à 56 € par tonne de CO_2 évitée, mais sans effet rebond ni effet d'aubaine.

De même, dans le parc locatif social, un objectif de rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020 a été fixé par la loi du 3 août 2009 dite Grenelle I. L'atteinte de cet objectif s'appuie sur deux mesures : un dégrèvement de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les organismes d'HLM ou les sociétés d'économies mixtes immobilières qui font réaliser des travaux d'économies d'énergie conformes à la réglementation thermique en vigueur et un éco-prêt logement social (éco-PLS) qui est un prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations depuis 2009.

[54] Le coût générationnel représente l'ensemble des crédits d'impôt octroyés aux établissements de crédit pour une "génération" donnée, i.e. pour l'ensemble des éco-prêt à taux zéro dont l'offre de prêt a été émise au cours de l'année de référence. Le crédit d'impôt correspondant à un éco-prêt à taux zéro est versé en cinq ans, à compter de l'année suivant l'année de mise en force (déblocage) du prêt. La montée en puissance de la dépense fiscale s'explique donc par l'accumulation des générations de prêt faisant l'objet du versement d'une fraction de crédit d'impôt.

La première version de ce prêt (à taux fixe de 1,9 % sur 15 ans et 2,35 % sur 20 ans), distribué de 2009 à juin 2011, a permis d'engager la rénovation de 94 518 logements sociaux et représentait une enveloppe de 1,1 Md€, pour un montant de travaux financés d'environ 2,56 Md€. Une deuxième génération d'éco-PLS, lancée en février 2012, a permis de rénover 23 383 logements au 31 décembre 2012, soit un montant de travaux financé d'environ 770 M€, dont 279 M€ de prêt éco-PLS. La chute du rythme de rénovation entre la première et la seconde génération de prêt s'expliquerait en grande partie par la moindre bonification des taux d'intérêt.

Dans le RMS[50] d'avril 2013, le ministère indique que l'éco-PLS « *pérennisé jusque fin 2020 a pour objectif la rénovation de 70 000 logements sociaux/an* ». Dans son discours du 21 mars 2013, le président de la République a annoncé un objectif de 120 000 rénovations de logements sociaux par an, soit un quadruplement du rythme actuel (en quatre ans, 2009-2012, l'éco-PLS a permis la rénovation de 117 900 logements sociaux). Pour cela, le taux de l'éco-PLS a été fixé au taux du livret A diminué de 75 points (soit 0,5 % depuis le 1er août 2013) sur une durée de 15 ans.

C - Les dispositifs de soutien financier

Les dispositifs financiers mis en place pour atteindre les objectifs du PEC à l'horizon 2020 sont, de façon comparable aux mesures fiscales, peu évalués, parfois difficiles à mettre en œuvre, et pas toujours efficaces.

1 - Une évaluation insuffisante

a) Le soutien aux énergies renouvelables : des tarifs d'achat pas toujours bien ajustés

Outil de soutien aux énergies renouvelables, les tarifs d'achat ne s'appuient pas toujours sur une connaissance fiable et actualisée de l'ensemble des paramètres conditionnant la rentabilité des installations (coûts de production, rémunération du risque, cumul de mesures de soutien) comme l'a montré le rapport public thématique[55] publié par la Cour en juillet 2013. Cette situation peut conduire à installer des rentes de situation au profit des producteurs. Ainsi, la déconnexion entre les tarifs

[55] Cour des comptes, Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr.

d'achat et l'évolution des coûts de production de l'électricité solaire photovoltaïque a entraîné une véritable « bulle » de 2009 à 2010.

b) Les certificats d'économie d'énergie

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE)[56] a été introduit en France par la loi POPE du 13 juillet 2005, avant donc l'adoption du PEC. Au 30 septembre 2012, environ 90 % des CEE émis provenaient d'opérations réalisées dans le secteur du bâtiment. Ce mécanisme a fait l'objet d'une évaluation séparée par la Cour des comptes à la demande du premier ministre qui a été publiée en octobre 2013. La Cour y estime que, si les objectifs quantitatifs du dispositif des CEE ont été jusqu'à présent dépassés, l'efficacité du système est difficile à mesurer et peut être améliorée.

c) Le programme « habiter mieux »

De même, le programme "Habiter Mieux" du programme d'investissement d'avenir « Fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés » (FART)[57] dont l'agence nationale de l'habitat (ANAH) est l'opérateur, n'a fait l'objet d'évaluation des économies d'énergie ou d'émissions de CO_2 qu'il engendrerait à horizon 2020 ni dans le programme national d'amélioration de l'efficacité (PNAEE) de 2011, ni dans le RMS de 2013.

Ce programme connaît un démarrage très lent. Sur la période 2010-2013, il devait permettre la rénovation thermique de 135 000 logements moyennant l'engagement de 225 M€, or, le programme a permis d'engager de 2010 à 2012 le financement de la rénovation de seulement 19 477 logements, mobilisant 44,2 M€ du FART. L'ANAH explique la lenteur de la montée en charge du programme par l'importance du reste à charge qui peut constituer un frein pour de nombreux ménages modestes.

Compte tenu de ces retards, une évaluation précise des causes est indispensable, elle vient seulement d'être engagée.

---

[56] Ce dispositif consiste à inciter les fournisseurs d'énergie à promouvoir l'efficacité énergétique auprès de leurs clients en leur imposant une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie.

[57] Créé par la loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificatives pour 2010 ; les conditions d'emploi du Fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) sont définies par le décret n° 2011-1426 du 2 novembre 2011 et le règlement qui lui est annexé.

d) Les travaux de réhabilitation énergétique financés par le FEDER

Depuis le 10 juin 2009, les investissements en efficacité énergétique et en énergies renouvelables dans le secteur du logement sont éligibles au fonds européen de développement régional (FEDER). Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, pour la période 2009-2013 et sans plafond de dépense annuel.

Une circulaire du 22 juin 2009 recommande de calquer les conditions d'attribution de cette subvention sur celles ouvrant droit à l'éco-PLS pour le parc public et l'éco-PTZ pour le parc privé. Dans les DOM, il est recommandé que les interventions visant à améliorer le confort d'été ou à utiliser les énergies renouvelables puissent être financées par le FEDER sous réserve qu'elles soient innovantes ou aient un coût important justifiant d'un besoin de sources de financement complémentaires. Chaque région doit définir sa propre stratégie d'utilisation du FEDER, en concertation avec les acteurs du logement. Les aides doivent être concentrées sur des opérations structurantes regroupant un nombre significatif de logements et visant une performance énergétique exemplaire, afin de donner de la visibilité à l'intervention des crédits européens sur ces mesures.

L'impact spécifique de cette mesure ne fait l'objet d'aucune évaluation.

e) Les mesures dans le secteur agricole

Par ailleurs, les différentes mesures engagées dans le secteur agricole ne font pas l'objet d'évaluation poussée de leur efficacité voire de leur efficience au regard des objectifs attendus pour l'agriculture mais surtout au regard des objectifs attendus au sein des différents secteurs concernés par la décision « partage de l'effort ».

Les données transmises par le ministère de l'agriculture sur les résultats des différentes mesures sont des résultats en termes de nombre de dossiers subventionnés. Le nombre de dossiers traités par mesure varie de 275 dossiers (aspect serres du plan végétal environnement) à 53 000 mesures (prime herbagère agro-environnementale).

En premier lieu, ces résultats paraissent bien faibles au regard du nombre total d'exploitations agricoles en France (515 000 exploitations en 2010).

Par ailleurs, quand le coût des mesures est connu, les résultats en termes de réduction de gaz à effet de serre ne sont pas chiffrés, ce qui ne permet pas de rapporter le coût financier des mesures à leurs impacts réels.

Ainsi, le modèle SceGES (scénario gaz à effet de serre) utilisé par la France pour mesurer l'impact de réduction des gaz à effet de serre par étude des écarts entre différents scénario tendanciels ne prend pas en compte la notion de coût dans sa démarche de comparaison des scénarios.

2 - Un calcul des tarifs d'achat fixés en décalage avec le cadre légal

L'obligation d'achat par les distributeurs est le principal outil de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Mais la méthode de fixation des tarifs est légalement encadrée. Elle doit tenir compte du coût évité pour l'acheteur (prix du marché ou du coût de production de la filière nucléaire dans les faits), auquel peut s'ajouter une prime qui reflète la participation de la source d'énergie aux objectifs de la politique énergétique de la France : indépendance, sécurité des approvisionnements, compétitivité économique et lutte contre les gaz à effet de serre, mais qui ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés excède une rémunération normale.

L'application de ces dispositions s'est toutefois révélée impossible pour les sources d'énergies renouvelables, dans la mesure où la contribution aux objectifs de la loi ne suffisait pas à assurer la rentabilité des projets.

Aussi, le critère aujourd'hui retenu pour fixer le bon niveau de tarif est celui de la rentabilité des capitaux investis, dont l'appréciation par les services de l'État n'est pas toujours suffisamment actualisée. Des déséquilibres peuvent alors se créer, comme celui constaté avec les tarifs d'achat photovoltaïque entre 2009 et 2011.

3 - Des mesures peu efficaces

a) Le volet transport est onéreux pour une faible efficience

L'impact à horizon 2020 des mesures prises, tel qu'il est évalué par les modèles de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), est faible puisque les émissions évitées seraient de l'ordre de 12 MteqCO_2 sur un total pour les transports de 138 MteqCO_2 en 2011, soit moins de 9 %. Ces chiffres déjà faibles peuvent de plus être mis en doute car la mesure la plus efficace, la diminution de consommation des voitures

neuves, serait entachée d'une dérive entre la consommation annoncée par les constructeurs par rapport aux mesures réalisées de manière indépendante.

De plus, et de façon encore plus frappante, l'efficacité environnementale du schéma national des infrastructures de transports (SNIT) a été estimée à seulement 2 à 3 MteqCO_2 évités par an, soit 150 MteqCO_2 évités sur la durée de 50 ans pour un investissement dépassant 240 Md€.

Ce constat d'inefficacité (le coût public de la tonne de CO_2 évitée dépasserait globalement le millier d'euros pour le SNIT) mérite d'être pris en compte. L'orientation accordant une priorité systématique aux transports guidés sur rail est d'autant plus étonnante que la France n'accuse aucun retard, au regard de l'UE 27, dans les domaines du ferroviaire et des transports en commun sur site propre (TCSP).

Tableau n° 13 Estimation de l'impact en 2020 des mesures pour le transport

Mesures	**MteqCO_2 évitées**		**en % du total évité**
	Estimation basse	**Estimation haute**	
Sobriété des voitures neuves	9,20	9,20	18 %
Véhicules électriques et hybrides	1,90	2,10	4 %
Eco-taxe poids lourds	0,26	0,60	1 %
Climatisation des automobiles	0,55	0,55	1 %
Total secteur transports	***11,91***	***12,45***	***24 %***
Total des mesures individuelles chiffrées tous secteurs (RMS 2013)	**51,35**	**52,08**	
Rappel : Emission de GES du seul secteur transport en 2011 (*routier*)	**132 (*125*)**		

Source : RMS, mars 2013

La mise en avant de solutions techniques *a priori*, tels que les transports guidés, nuit à l'établissement d'une politique multimodal efficace en faveur de la mobilité, qui soit compatible avec les objectifs d'efficacité énergétique et d'émission réduite de CO_2 du PEC.

b) Les appels d'offres en matière de capacités de production d'énergies renouvelables ne garantissent pas les capacités attendus ni les meilleurs prix

L'article L. 311-10 du code de l'énergie prévoit que le ministre chargé du secteur peut lancer des appels d'offres afin d'atteindre les objectifs définis dans la programmation pluriannuelle des investissements. Les appels d'offres ont pour objet d'assurer à l'administration une plus grande maîtrise sur le développement des filières moins matures et de stimuler les filières en retard de capacité. Ils sont instruits par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la base de critères définis par le ministre. Dès lors, EDF et les autres distributeurs sont tenus de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les producteurs lauréats selon les conditions définies dans leurs offres

Mais cette procédure est parfois utilisée pour développer des filières qui sont d'ores et déjà en avance sur leurs objectifs. C'est le cas de la filière photovoltaïque. Ainsi, des appels d'offre ont été lancé en 2011 et 2013 pour développer des installations photovoltaïques[58], alors que la capacité déjà installée et celle en file d'attente de raccordement dépassent déjà les objectifs fixés pour 2020.

Certains appels d'offres n'ont pas atteint les objectifs de puissance attendus[59]. Ainsi, celui de 2004 pour installer 500 MW d'éolien terrestre n'a pu retenir que 278 MW au total, soit 56 % de l'objectif. Celui de 2010, portant sur 95 MW, n'a pu retenir que 66 MW, soit 70 % de l'objectif. De même, la première tranche de l'appel d'offres de 2011 portant sur des projets photovoltaïques de puissance comprise entre 100 et 250 kW n'a permis de retenir que 37,5 % de la puissance attendue.

D'autres appels d'offres retiennent des projets dont une faible part sera finalement réalisée. C'est le cas des projets de cogénération biomasse, pour lesquels la CRE estime à seulement 30 % le taux de réalisation effective.

Enfin, de nombreux appels d'offres n'ont pas permis de limiter les prix proposés par les porteurs de projet, soit par manque de concurrence, soit par mauvaise articulation avec les tarifs d'achat.

---

[58] Un appel d'offre, pour développer des capacités comprises entre 100 et 250 kW et deux appels d'offre pour des capacités supérieures à 250 kW.

[59] Les raisons sont multiples : cahier des charges insuffisamment respecté par les projets, tarifs proposés trop élevés, nombre insuffisant de projets candidats, etc.

Ainsi, l'appel d'offres lancé en 2011 pour développer les parcs éoliens en mer n'a pas réuni les meilleures conditions pour limiter les prix. Le délai de six mois laissé aux candidats pour déposer une offre a limité la concurrence et a donné un avantage comparatif au seul candidat bénéficiant d'études de vents sur les zones concernées. En outre, un prix plafond[60] a été publié dans l'appel d'offres, mais il n'a pas été respecté pour trois des sites concernés.

De même, la mauvaise articulation avec les tarifs d'achat, notamment en matière photovoltaïque, ne favorise pas la formation du prix au mieux des intérêts de la collectivité. La politique de l'État est de réserver la procédure des appels d'offres pour les installations supérieures à 100 kWc[61] et les tarifs d'achat pour les puissances inférieures. Or le tarif d'achat (tarif « T5[62] ») peut aussi bénéficier aux installations dépassant 100 kWc. Les porteurs de projets peuvent donc utiliser les deux dispositifs et proposer lors des appels d'offres des prix parfois très supérieurs au tarif T5, qui devient dès lors un « prix plancher ».

Dans son avis du 20 décembre 2012 sur le projet de nouvel arrêté tarifaire photovoltaïque, la CRE rappelait que le tarif T5 avait été fixé de manière à le rendre non rentable dès lors que les installations susceptibles d'en bénéficier relevaient de la procédure d'appel d'offres[63]. Or, avec la baisse des coûts d'investissements des grosses installations, le tarif T5 est devenu rentable et les demandes de raccordement à ce tarif ont fortement progressé (+ 434 MW au 3ème trimestre 2012), quasi exclusivement pour des installations de plus de 250 kWc (426 MW).

La CRE constatait également que l'application de tarifs et d'appels d'offre sur des mêmes tranches de puissance entraînait des prix allant du simple au double et recommandait de réserver le dispositif d'obligation d'achat aux installations inférieures à 100kWc.

4 - Des dispositifs parfois sous-dimensionnés

a) Le fonds chaleur

[60] Prix à partir duquel les projets obtenaient une note nulle sur ce critère dans le calcul des notes de sélection des candidats. Le prix d'achat et le volet industriel avaient une même pondération de 40 %, l'influence sur les activités existantes et sur l'environnement était fixée à 20 %.

[61] Le kWc est l'abréviation de Kilowatt-crête. Cette unité est uniquement utilisée pour caractériser les installations photovoltaïques.

[62] Le tarif T5 est le tarif applicable à toute installation d'une puissance inférieure à 12 MW qui respecte les critères de l'arrêté du 4 mars 2011 et ne peut bénéficier des tarifs T1 à T4. Il concerne essentiellement des installations de plus de 100 kWc.

[63] Conformément à l'exposé des motifs de l'arrêté du 4 mars 2011.

Le fonds de soutien au développement de la production et de la distribution de chaleur d'origine renouvelable ou « fonds chaleur » a été conçu comme un des moyens principaux d'atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement

Les engagements du fonds chaleur ont représenté 628 M€ entre 2009 et 2011. Plus de la moitié (5,5 Mtep) de l'objectif de progression d'énergie renouvelable thermique entre 2006 et 2020 (10,3 Mtep) doit être financé par le fonds chaleur. À ce jour, l'ADEME, gestionnaire du fonds, considère que les résultats atteints sont en ligne avec les objectifs attendus pour 2012. Mais sur la base des coûts observés jusqu'ici, les capacités financières actuelles du fonds ne permettant de ne financer que 3,1 Mtep. 1,4 Md€ supplémentaires seraient nécessaires jusqu'en 2020 pour atteindre l'objectif de 5,5 Mtep.

b) La question de la réserve nouveaux entrants

Chaque plan national dit « d'allocation de quotas de CO_2 » (PNAQ), qui répartit l'ensemble des quotas alloués aux installations pour la phase II, prévoyait une réserve destinée aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroitre la capacité des sites existants.

La dotation de cette réserve nouveaux entrants - 13,71 MtCO_2 pour les années 2008-2012 - s'est révélée rapidement insuffisante, et dès 2010 était épuisée. L'État français a donc dû acheter des quotas afin de doter les installations concernées. Ces opérations d'achat pour les entreprises, conduites sur le compte de commerce 913 « Gestion des actifs carbone de l'État » se sont montées à 207 M€ dont seuls 112 M€ ont pu être recouverts au travers d'une taxe[64] en 2012, 95 M€ restant in fine à la charge des finances publiques[65].

D - Les mesures réglementaires

Le levier réglementaire est largement utilisé pour atteindre les objectifs du PEC. Mais son élaboration et ses conditions d'application ne sont pas toujours maîtrisées.

[64] La loi de finances pour 2012 a prévu d'instaurer une taxe exceptionnelle, assise sur le chiffre d'affaires des entreprises soumises au SCEQE (article 18 de la loi n° 2011-1977 du 28 décembre 2011).

[65] Cf. In : Annexe sur le système d'échange des quotas : « le coût pour l'État ».

1 - Des réglementations parfois excessives, une instabilité dommageable

a) La filière éolienne terrestre : un développement freiné par son cadre juridique

Fruit d'une évolution marquée par un volontarisme en faveur du développement des énergies décarbonées et par des oppositions très structurées, le cadre juridique qui règlemente l'installation et l'exploitation des éoliennes est particulièrement complexe et contraignant. Il a été assoupli par l'adoption de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013[66].

L'accumulation de règles depuis plusieurs années a considérablement ralenti le développement de l'éolien terrestre en France. 1 100 MW de projets ont été installés en France en 2010, 875 MW en 2011 et seulement 753 MW en 2012 et la capacité cumulée des projets en attente de raccordement est équivalent à celle déjà raccordée.

Le temps qui s'écoule entre le dépôt d'un projet de construction d'éolienne terrestre et sa mise en service est estimé entre six et huit ans, contre deux ans et demie en moyenne en Allemagne selon l'association de professionnels France énergie éolienne. En effet, au-delà des délais d'instruction par les services administratifs concernés, l'empilement de règlementations multiplie les motifs de recours, déposés par les opposants à l'implantation d'éoliennes dans près d'un projet sur trois.

Les projets de parcs éoliens terrestres sont en effet soumis à des règles d'urbanisme contraignantes qui apparaissent en outre contradictoires[67], tandis que la loi Grenelle II de 2010 a imposé en outre le régime des « installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) » aux éoliennes terrestres de plus de 50 mètres ou d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

---

[66] Loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, dite loi Brottes.

[67] En application de l'article L. 146-1 à 9 du code de l'urbanisme, sur le littoral, les éoliennes doivent être construites en continuité des zones urbanisées, mais en application de l'article L 553-1 du code de l'environnement les éoliennes d'une hauteur supérieure à 50 mètres ne peuvent être construites à moins de 500 mètres des habitations. Les préfets sont donc dans l'impossibilité de délivrer des permis de construire sur les zones littorales, qui sont aussi les mieux pourvues en vent.

b) La réglementation applicable à la géothermie peu profonde est trop rigoureuse et inadaptée

S'agissant de l'exploitation d'une ressource du sous-sol, la géothermie relève du code minier. Toutefois, celui-ci est conçu prioritairement en fonction du modèle des industries extractives et de leurs contraintes propres qui ne s'appliquent pas totalement à la géothermie, de dimension plus modeste et moins invasive. La réglementation est à la fois excessivement complexe, peu lisible, et inadaptée aux évolutions techniques. Les procédures peuvent nécessiter en moyenne de dix-huit à vingt-quatre mois de délais d'instruction et peuvent dissuader des porteurs de projets.

C'est pourquoi, partant du constat de la disproportion entre ces réglementations et les enjeux de la géothermie, la loi du 22 mars 2012 relative à la simplification du droit et à l'allègement des procédures administratives (dite loi Warsman II) permet de redéfinir par décret, le régime juridique applicable à la géothermie à basse température et simplifie largement les procédures concernée.

Le texte d'application est cependant toujours en préparation.

c) Des contraintes réglementaires limitent le développement du potentiel hydroélectrique

Les contraintes environnementales réduisent fortement les opportunités de développement de la production hydroélectrique. Si l'impact de la réglementation sur les débits réservés paraît modeste[68], il n'en est pas de même pour les conséquences de la directive cadre sur l'eau de 2000 et de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (loi « LEMA ») du 30 décembre 2006.

D'après une étude d'octobre 2012 de l'union française de l'électricité (UFE)[69], les projets actuels de classement en liste 1[70] rendent impossible la réalisation de 76 % du potentiel hydroélectrique supplémentaire identifié par l'UFE dans son étude de novembre 2011,

[68] Ils sont estimés à 1 TWh en 2014 et 2 TWh en 2020 sur une production totale de 72 TWh.

[69] Étude union française de l'électricité du 26 octobre 2012, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises ? (2e partie).

[70] Les cours d'eau classés en liste 1 seront protégés contre tout ouvrage nouveau constituant un «*obstacle à la continuité écologique*», c'est-à-dire la circulation de la faune (poissons principalement) et des sédiments.

soit 10,6 TWh par an[71]. Selon EDF, cette perte de production potentielle pourrait être récupérée si seulement 2 à 4 % des linéaires de rivière proposés en liste 1 en étaient sortis.

d) Un environnement juridique instable

Si la règlementation concernant l'éolien terrestre a fortement évolué ces deux dernières années, allant d'un durcissement (dispositions introduites par la loi du 12 juillet 2010) à un assouplissement avec la loi Brottes, un contentieux tarifaire actuellement pendant devant la Cour de justice de l'Union européenne laisse planer une grande incertitude sur le dispositif de soutien à la filière éolienne et a, d'ores et déjà, pour effet de bloquer le financement par les banques des nouveaux projets.

En matière solaire photovoltaïque, la succession des arrêtés tarifaires publiés depuis 2006 et notamment entre 2010 et 2011 ainsi que le moratoire de décembre 2010, ont introduit une grande instabilité dénoncée par les professionnels. Cette politique de l'urgence, développée en réaction aux évènements, va à l'encontre de la nécessaire stabilité à long terme du cadre juridique pour engager des projets sur quinze à vingt ans.

2 - Des réglementations parfois incomplètes

a) Le raccordement aux réseaux des installations de production d'énergies renouvelables

Tout producteur d'énergie renouvelable bénéficie d'une garantie de raccordement au réseau électrique, quelle que soit sa localisation sur le territoire national. Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi Grenelle II de 2010, le coût de raccordement (moins une réfaction de 40 %) était entièrement supporté par le premier demandeur de raccordement. Les producteurs qui se raccordaient postérieurement bénéficiaient d'un effet d'aubaine due à la préexistence de l'ouvrage. Il s'ensuivait un certain nombre d'effets pervers : répercussion du retard du premier projet en file d'attente sur tous les suivants, implantation des installations sur les zones déjà raccordées mais pas forcément sur celles bénéficiant des meilleurs gisements…

Depuis 2010, un décret prévoit que les coûts de raccordement sont mutualisés à 100 % sur l'ensemble des demandeurs. En pratique, RTE élabore des schémas régionaux de raccordements aux réseaux qui tiennent

[71] Étude de l'union française de l'électricité du 29 novembre 2011, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises.

compte des moyens de production d'énergies renouvelables prévus. Les capacités d'accueil sont alors réservées pour dix ans et les coûts prévisionnels d'investissement sont ensuite divisés par la puissance prévue dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE), pour obtenir un forfait par mégawatt qui est facturé à chaque producteur désirant se raccorder. Cependant, toutes les régions n'ont pas encore élaboré leur SRCAE, ce qui empêche la réalisation des schémas de raccordement.

Par ailleurs, à défaut d'une définition précise des lieux d'implantation des installations, l'évaluation des coûts d'adaptation du réseau est plus large. En outre, les capacités de production envisagées peuvent finalement ne pas être réalisées. Les forfaits calculés sur la base des SRCAE sont donc très approximatifs et pourraient s'écarter significativement des sommes réellement dépensées par les gestionnaires de réseau, soit à leur bénéfice, soit à celui des producteurs.

b) Les mesures réglementaires en faveur de l'efficacité énergétique des logements

Les deux mesures réglementaires les plus importantes du Grenelle de l'environnement en matière d'efficacité énergétique des logements sont le diagnostic de performance énergétique (DPE) et l'obligation de travaux de rénovation dans le tertiaire. S'agissant du DPE qui vise avant tout à la prise en compte du critère d'efficacité énergétique dans les décisions d'achat et de location de logements, son impact sur la consommation d'énergie et les émissions de CO_2 est indirect, donc effectivement difficilement évaluable. Le dispositif français de DPE a néanmoins fait l'objet de critiques en raison du caractère théorique des mesures de consommation d'énergie contenues dans les DPE et de la fiabilité relative des DPE réalisés. Une étude de l'ANAH de 2008 estimait la moyenne de consommation dans les DPE à 240 kWhef/m²/an pour une consommation réelle observée de chauffage et eau chaude de 150 kWhef/m²/an.

S'agissant du DPE des copropriétés, ses modalités ont été précisées par le décret n° 2012-1342 du 3 décembre 2012. Si le décret n° 2012-111 du 27 janvier 2012 précise l'obligation de réalisation de l'audit énergétique, son arrêté d'application n'a pas encore été publié. Le démarrage effectif d'audit conforme aux textes réglementaires n'est donc toujours pas possible alors que près d'un an et demi, sur les cinq donnés comme délai de mise en œuvre de l'obligation, s'est déjà écoulé.

S'agissant de l'obligation de travaux dans le tertiaire, le décret d'application, qui permettrait de préciser la nature de cette obligation et

donc d'en débuter l'application, n'est toujours pas publié, alors que le délai de huit ans pour réaliser ces rénovations court depuis plus de 17 mois. Le ministère chargé du logement indique que « *dans un contexte économique sensible, la mise en œuvre d'une telle obligation impose une approche pragmatique qui permet d'allier ambition environnementale et soutenabilité économique. La préparation du texte d'application a nécessité en conséquence un long travail de concertation, d'échanges et de réflexion. L'administration a désormais commencé la rédaction du texte d'application et le calendrier prévisionnel prévoit une sortie de ce texte pour le 2nd semestre 2013* ». Si le travail de rédaction technique du décret est bien avancé, la concertation sur le texte n'a pas encore été lancée.

Le même retard a été constaté s'agissant de l'évolution des règles de décision en copropriété, introduite par la loi Grenelle II, qui vise à faciliter l'exécution de travaux d'intérêt collectif dans des parties privatives, l'installation de compteurs d'énergie thermique ou de répartiteurs de frais de chauffage et l'adoption de plans de travaux d'économies d'énergie ou d'un contrat de performance énergétique. Le décret d'application, qui fixe la liste des travaux concernés, a été publié seulement le 3 décembre 2012 dernier.

c) La mise en place des compteurs électriques individuels

Par amendement au projet de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes ("loi Brottes"), le Gouvernement a voulu modifier l'article L. 241-9 du code de l'énergie pour avancer au 1er janvier 2015 la mise en place de compteurs individuels et pour y supprimer l'exception à leur installation en raison « *d'un coût excessif* ».

Le Conseil constitutionnel a, notamment, justifié la censure de l'article 2 de la loi Brottes[72] sur le bonus-malus énergétique par le fait « *que, pour les logements situés dans des immeubles collectifs qui ne seraient pas dotés au 1er janvier 2015 d'un dispositif de comptage alors qu'ils ne sont pas concernés par l'impossibilité technique précitée, la répartition du bonus-malus entre les logements n'est pas déterminée en fonction de l'objectif poursuivi* », et qu'il était très hypothétique qu'à la date du 1er janvier 2015, les compteurs individuels aient pu être mis en place dans tous les logements non équipés. Les données du gouvernement montraient en effet que près de 90 % des logements situés dans des immeubles collectifs équipés de chauffage collectif, soit plus de 4 millions de logements, ne sont actuellement pas équipés d'un tel

[72] Décision n° 2013-666 DC du 11 avril 2013.

dispositif de comptage. Or l'obligation d'individualisation des frais de chauffage existe depuis 1974.

3 - Un contentieux abondant

Que ce soit en raison du nombre et de la complexité des réglementations ou des problèmes de voisinage, les énergies renouvelables suscitent un abondant contentieux. La filière éolienne est très largement la plus concernée. Ainsi, la plupart des schémas régionaux climat air énergie sont attaqués par recours gracieux ou contentieux sur leur volet éolien, de même qu'une proportion importante des Zones de développement de l'éolien (ZDE) et des décisions de permis de construire. La question de l'acceptation sociale des énergies renouvelables est donc posée.

Une estimation réalisée par le conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) en 2011 à partir d'une enquête auprès d'une soixantaine de départements évaluait le taux de refus par les préfets à 47 % des demandes de permis de construire des parcs éoliens.

Les principaux motifs de refus sont l'atteinte aux sites et aux paysages, la covisibilité avec les secteurs et monuments protégés et l'atteinte à l'environnement. Compte tenu du caractère parfois subjectif de ces motifs, 41 % des décisions de refus font l'objet de recours en première instance de la part des porteurs de projets. La moitié aboutit, signe de la fragilité des positions de l'administration. Enfin, seulement 56 % des dossiers jugés font l'objet d'un recours en appel, essentiellement déposés par des porteurs de projet.

Les autorisations de construire font également l'objet de nombreux recours de la part d'associations nationales ou de riverains, en général sur la base des mêmes moyens que ceux invoqués par les préfets pour les refus, principalement l'atteinte aux sites et aux paysages, ainsi que l'atteinte à la salubrité et à la sécurité publique.

L'étude du CGEDD a ainsi constaté que 31 % des 696 autorisations de construire recensées avaient fait l'objet de recours de tiers devant le juge administratif. Le taux de réussite est relativement faible : 78 % des autorisations accordées par les préfets et faisant l'objet d'un recours, sont confirmées par le tribunal administratif. Dans certains départements, le taux de confirmation atteint 95 % comme en Seine-Maritime. 88 % des décisions des tribunaux administratifs font elles-mêmes l'objet d'un recours en appel, allongeant d'autant plus les procédures.

4 - Des mesures peu efficaces

a) Le plan de performance énergétique des exploitations agricoles

Le ministère de l'agriculture ne disposant pas d'indicateurs fiables de suivi, l'impact réel du plan de performance énergétique des exploitations agricoles ne peut être mesuré. Mais le ministère indique que le plan a permis en 4 ans la réalisation de 10 000 diagnostics énergie/GES, ce qui porte à environ 14 000 le nombre de diagnostics réalisés en agriculture. En 4 ans, 10 000 projets d'amélioration de l'efficacité énergétique des exploitations agricoles ont été aidés et 120 projets de méthanisation ont soutenus par le plan de performance énergétique (PPE) en 2009/2010.

Ces chiffres traduisent des résultats insuffisants au regard des objectifs annoncés dans la mesure où selon le recensement agricole de 2010 la France compte 515 000 exploitations agricoles avec une diminution des petites exploitations qui restent toutefois les plus nombreuses. Selon l'INSEE, un tiers des exploitations (soit 170 000 exploitations) sont aujourd'hui des grandes structures et devancent les exploitations moyennes.

Selon le ministère de l'agriculture, « *il semble difficile d'atteindre l'objectif du Grenelle compte tenu de la situation actuelle et des moyens budgétaires existants. En terme de diagnostic énergie-gaz à effet de serre, 1/10ème de l'objectif initial a été atteint après 4 années d'exécution du plan*. »

Enfin, les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricoles sont pour 51 % des rejets de protoxyde d'azote et pour 41 % des émissions de méthane. Moins de 10 % des émissions agricoles de gaz à effet de serre sont des émissions de CO_2.

Or, le plan de performance énergétique des exploitations agricoles ne prend pas en compte la réalité des émissions de gaz à effet de serre agricoles et le fait que l'agriculture est le deuxième secteur émetteur national après le secteur des transports. Les mesures d'efficacité énergétique dans le secteur agricole se focalisent sur les émissions de CO_2 qui ne représentent pourtant que 2,3 % des émissions nationales de CO_2 et 8,4 % des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole. Ce type de mesure reste sans effet sur la contribution de l'agriculture au pouvoir de réchauffement global (PRG) qui stagne.

En outre le PPE ne prend pas en compte les effets du stockage du carbone dans les sols. La mise en œuvre d'une politique active de changement d'affectation et de gestion durable des sols pourrait permettre

de prendre davantage en compte les objectifs ambitieux du Paquet énergie-climat. Les mesures de mise en œuvre du paquet-énergie climat devraient alors trouver à se décliner au sein du secteur « utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF) », pour l'instant traité de manière isolé dans les inventaires. La problématique des sols comme celle de la gestion de la forêt peuvent en effet jouer un rôle primordial dans la gestion des cycles du carbone, du méthane et de l'azote. Les sols peuvent constituer des « puits » vis-à-vis de ces gaz à effet de serre et la gestion de la production agricole et de la forêt peuvent largement influencer la constitution des stocks de carbone dans les sols.

Dans sa communication du 12 mars 2012, la Commission européenne affirme que l'agriculture, la foresterie et l'utilisation des ressources terrestres sont les éléments clés de la lutte contre le changement climatique et dispose que « *les mesures agricoles devraient viser essentiellement à limiter, d'une part, la conversion des prairies en terres cultivées et, d'autre part, les pertes de carbone dues à la culture des sols organiques*. »

b) Le système d'échange de quotas européens (SCEQE)

Les émissions de gaz à effet de serre des secteurs soumis au SCEQE ont significativement baissé au cours de la période 2008-2012 pour l'Europe et pour la France. Il serait cependant hasardeux d'attribuer à ce seul système la cause principale de cette baisse et, de là, de conclure à son efficacité. Plusieurs facteurs dont il est extrêmement difficile, en l'absence d'étude fiable, de mesurer l'importance respective, peuvent en effet également expliquer cette diminution, notamment la crise économique à partir de 2008 dont l'impact est significatif sur les secteurs industriels soumis au SCEQE, l'effet du renforcement des normes environnementales pour la plupart antérieures à la mise en place du SCEQE, l'augmentation concomitante de la proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique utilisé par les secteurs soumis au SCEQE et enfin la désindustrialisation dont l'effet collatéral a pu être "d'exporter" une partie des émissions françaises. Selon le commissariat général au développement durable (CGDD), entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone de la France[73] par habitant a augmenté de 5 %, alors que le niveau moyen par personne des émissions sur le territoire diminuait de 15 %. Au cours de cette période, les émissions associées aux

[73] L'empreinte carbone représente la quantité de gaz à effet de serre émise pour satisfaire la consommation française, y compris les émissions liées aux importations.

importations se sont accrues de 64 % pour atteindre près de la moitié de l'empreinte carbone de la consommation en France en 2007[74].

c) La paralysie de la politique dite de l'État exemplaire

Conformément aux recommandations incluses dans les textes européens depuis la directive 2006/32/UE, la France a développé une politique d'État exemplaire qui comporte un volet efficacité énergétique. La loi « Grenelle I » du 3 août 2009 prévoit que les administrations de l'État entreprendront, au plus tard en 2009, un bilan de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de gaz à effet de serre et engageront un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d'amélioration de 20 % en 2015.

Le bilan de la mise en œuvre de cette politique d'État exemplaire (cf. annexe V, le secteur logement tertiaire) montre que, si les bilans énergétiques ont été lancés, quoique tardivement, grâce aux crédits du plan de relance, ils n'ont pas été suivis, en règle générale, de travaux, en raison de la situation budgétaire de l'État.

Comme il a été indiqué, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012 relative à l'efficacité énergétique impose à chaque État membre de veiller à ce qu'à partir du 1er janvier 2014, 3 % de la surface au sol totale des bâtiments chauffés et/ou refroidis appartenant au gouvernement central et occupés par celui-ci soient rénovés chaque année de manière à satisfaire à des exigences minimales en matière de performance énergétique.

Les limites de la politique d'État exemplaire en France entre 2007 et 2013 augurent mal du respect de cette contrainte.

d) Des collectivités locales difficiles à mobiliser

L'État a développé deux instruments principaux pour associer les collectivités locales au développement des énergies renouvelables: les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et les plans climats énergie territoriaux. Si la démarche va dans le bon sens, elle est restée limitée en raison de la portée insuffisante des premiers et de l'insuffisante implication des acteurs locaux dans les seconds.

---

[74] Commissariat général au développement durable : Observations statistiques n° 114, mars 2012.

e) Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie

L'article L. 222-1 du code de l'environnement, tel que modifié par la loi 2010-788 du 12 juillet 2010, prévoit que le préfet de région et le président du conseil régional élaborent conjointement un projet de schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie[75]. Il fixe, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020 et 2050, les orientations permettant d'atténuer les effets du changement climatique et d'atteindre l'objectif national de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Ces schémas comprennent un volet éolien définissant les parties du territoire favorables au développement de cette forme d'énergie.

Si ces schémas ont permis d'établir un état des lieux et de sensibiliser les acteurs locaux, ils restent en pratique d'une portée limitée pour assurer le développement des énergies renouvelables. D'une part, en effet, le processus prend plus de temps que prévu, (début 2013, seuls quatorze schémas sur vingt-six ont donc été achevés pour une échéance initialement fixée au 11 juillet). D'autre part, l'exercice n'a pas su trouver de point d'équilibre entre respect des objectifs nationaux et respect du principe de libre administration des collectivités locales.

Enfin, alors que ces schémas doivent notamment servir de base aux estimations des besoins d'investissement sur les réseaux électriques, dans le cadre des schémas régionaux de raccordement, ils ne se révèlent souvent pas assez précis pour cela.

f) Les plans climats-énergie territoriaux (PCET)

Parallèlement aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, les régions, les départements, les communes et leurs groupements de plus de 50 000 habitants devaient avoir adopté un « plan climat-énergie territorial » (PCET) pour le 31 décembre 2012 qui définit, dans le cadre des orientations du schémas régionaux climat air énergie (SRCAE), des mesures opérationnelles pour assurer la maîtrise de l'énergie et développer les énergies renouvelables. Fin octobre 2012, les plans n'avaient été adoptés que par 6,6 % des collectivités concernées (15 % si l'on prend en compte les plans adoptés sur la base de textes plus anciens) en raison notamment du retard pris dans l'élaboration du décret d'application[76], intervenu plus d'un an et demi après l'adoption des

[75] Le décret n° 2011-678 du 16 juin 2011 précise le contenu et la démarche d'élaboration des schémas.

[76] Décret n° 2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territorial.

dispositions législatives[77]. Au 1er octobre 2013, selon les estimations de l'ADEME et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), 35 % des PCET obligatoires ont été approuvés ou sont en cours d'approbation. Pour la DGEC, ce taux est certes faible regard de la date limite du 31 décembre 2012, mais doit toutefois être relativisé, et replacé dans le contexte de l'élaboration récente ou en cours des SRCAE dont ils subissent le retard. De plus, cette moyenne masque d'importantes disparités et, si aucun PCET n'a encore été adopté dans deux régions: Guadeloupe et Guyane, tous les PCET, à l'exception d'un seul, ont été élaborés en Rhône-Alpes.

E - La politique de soutien aux énergies renouvelables

Ce chapitre reprend en partie certaines des principales conclusions du rapport sur les aides aux énergies renouvelables publié par la Cour en juillet 2013.

1 - La situation actuelle et les objectifs

Le Tableau n° 14 montre que la consommation française d'énergie est caractérisée depuis les années 1970 par la prédominance de l'électricité nucléaire et du pétrole.

Tableau n° 14 Consommation primaire d'énergies en France en 2011 par filières

	Filières	Mtep	
Energies fossiles et nucléaire	Charbon	9,8	3,7%
	Pétrole	82,6	31,0%
	Gaz naturel	40	15,0%
	Electricité primaire (hors électricité renouvelable)	111,7	41,9%
	Déchets non renouvelables	1,3	0,5%
	Sous total énergies fossiles et nucléaires	**245,4**	**92,1%**
Energies renouvelables	Energie hydraulique	3,92	1,5%
	Bois énergie	8,87	3,3%
	Pompes à chaleur	1,3	0,5%
	Energie éolienne	1,06	0,4%
	Energie solaire thermique et photovoltaïque	0,23	0,1%
	Géothermie	0,09	0,0%
	biogaz	0,35	0,1%
	biocarburants	2,05	0,8%
	(Inport-export biocarburants)	0,37	0,1%
	Déchets urbains renouvelables	1,25	0,5%
	Résidus agricoles	0,35	0,1%
	Corrections climatiques	1,18	0,4%
	Sous total énergies renouvelables	**21,02**	**7,9%**
	Total	**266,42**	

Source : Cour des comptes- Données commissariat général au développement durable /SoeS- « Chiffres clés de l'énergie- Edition 2012 »

[77] Loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 - art. 17.

Les filières d'énergies renouvelables se situent loin derrière ces sources d'énergie, puisqu'elles ne représentaient, en 2011, que 7,4 % de la consommation d'énergie primaire en France, alors que les seules énergies fossiles en représentaient 50,3 % et l'électricité nucléaire environ 40 %. Ainsi, malgré le bois consommé à des fins énergétique et l'électricité hydraulique, dont les parts ne sont pas négligeables au sein des filières renouvelables, ces dernières demeurent encore marginales en France.

Tableau n° 15 Production nette d'électricité en France en 2011 et 2012 par filières

Bilan énergétique France	2012 (TWh)	2011 (TWh)	Variation 2012/2011	Part dans la production 2012	Emissions de CO_2 2012 (millions de tonnes)
Production nette	541,4	543,0	-0,3%	100%	29,5
Nucléaire	404,9	421,1	-3,8%	74,8%	0,0
Thermique à combustible fossile	47,9	51,5	-7,0%	8,8%	26,4
dont charbon	*18,1*	*13,4*	*35,1%*	*3,3%*	*17,4*
fioul	*6,6*	*7,6*	*-13,2%*	*1,2%*	*2,3*
gaz	*23,2*	*30,5*	*-23,7%*	*4,3%*	*6,7*
Hydraulique	63,8	50,3	26,8%	11,8%	0,0
Eolien	14,9	12,1	23,1%	2,8%	0,0
Photovoltaïque	4,0	2,4	66,7%	0,7%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	5,9	5,6	5,4%	1,1%	3,1

Source : RTE-Bilan électrique 2012

Par ailleurs, les consommateurs et les industriels français bénéficient d'une électricité dont le prix est inférieur à la moyenne de l'Europe des 27. Pour le prix TTC aux ménages, la France arrive au 7ème rang au sein de l'Union européenne et au 1er rang par rapport à ses voisins immédiats. Par contre, en termes de parité de pouvoir d'achat, la France a le prix le plus bas de l'Union européenne comme le montre la colonne TTC (PPA) du tableau ci-dessous :

Tableau n° 16 Prix de l'électricité pour les ménages en 2011 dans l'Union européenne (par ordre de prix)

Prix en c€/kWh	HTT	Hors TVA	TTC	TTC (PPA)
Bulgarie	7,04	7,04	8,45	20,52
Estonie	7,04	8,10	9,72	15,81
Roumanie	8,26	8,26	10,71	23,13
Lituanie	9,78	9,78	11,83	21,87
Lettonie	10,49	10,49	12,80	21,96

Grèce	10,24	11,69	13,21	16,29
France	**9,49**	**11,45**	**13,43**	**13,43**
République tchèque	11,30	11,42	13,71	20,77
Royaume-Uni	13,12	13,12	13,77	15,53
Pologne	10,71	11,21	13,78	25,88
Slovénie	10,71	11,61	13,93	19,17
Finlande	9,97	11,68	14,37	13,51
Slovaquie	12,72	13,02	15,63	25,72
Hongrie	12,33	12,61	15,77	29,10
Luxembourg	13,61	14,93	15,83	14,83
Portugal	9,78	15,13	16,72	22,80
Union européenne	***12,47***	***15,18***	***17,66***	***19,97***
Irlande	15,28	15,94	18,09	18,74
Autriche	13,49	15,40	18,48	18,74
Suède	11,98	14,96	18,70	16,28
Pays-Bas	12,33	15,78	18,78	19,42
Zone euro	12,70	16,15	18,87	20,45
Espagne	15,36	16,15	19,05	23,11
Belgique	14,35	16,15	19,51	19,48
Malte	19,91	19,91	20,96	32,08
Chypre	18,29	18,92	21,68	27,09
Italie	16,71	21,61	23,95	25,93
Allemagne	13,58	20,72	24,66	26,68
Danemark	11,84	21,67	27,11	22,43

PPA : parité de pouvoir d'achat, Source : données Eurostat – enquête sur les prix du gaz et de l'électricité, calculs SOeS

2 - Les moyens de la politique de soutien aux énergies renouvelables

La politique de soutien aux énergies renouvelables a fait l'objet d'une analyse complète dans le rapport public thématique publié par la Cour des comptes en juillet 2013.Ce rapport décrit en détail les moyens de la politique de soutien à ce secteur. L'ensemble des outils de politique publique sont mis à contribution, aussi bien les dispositifs de soutien financiers de type fiscal (TVA à taux réduit sur les travaux, crédit d'impôt développement durable, éco prêt à taux zéro, etc.) ou non (soutien à la

R&D, obligation d'achat de l'électricité renouvelable, subventions à la production de chaleur d'origine renouvelable) que les dispositifs réglementaires ou de planification.

3 - Un pilotage problématique des énergies renouvelables

a) Une organisation de l'État encore peu adaptée

L'organisation est peu lisible dans le cadre de l'obligation d'achat. Le partage des compétences entre les services ministériels (DGEC), gestionnaires des politiques et la Commission de régulation de l'énergie (CRE), notamment dans la conduite de la procédure d'appel d'offres, crée une confusion sur le rôle même de celle-ci qui, en sa qualité d'autorité administrative indépendante chargée de la régulation et de la surveillance du secteur de l'énergie, ne devrait pas avoir à intervenir dans la gestion, qui relève de la compétence du ministre. Il en résulte aussi parfois des dérapages financiers, comme a pu le montrer l'exemple de la « bulle » photovoltaïque.

Une expertise est encore à construire en termes de connaissance des coûts et d'impacts socio-économiques et à améliorer en termes de suivi statistique. Ce déficit d'expertise le place dans une situation d'asymétrie d'informations vis à vis des industriels, qui peut être source de dérive des dépenses et de situation de rente pour certains investisseurs (filière photovoltaïque par exemple). La faiblesse d'expertise de l'État se retrouve également dans sa capacité à connaître l'impact socio-économique des décisions prises. Cela peut le conduire à lancer des projets très coûteux pour la collectivité ou les consommateurs sans que les bénéfices attendus ne se produisent, comme le développement de la filière éolien en mer ou des panneaux photovoltaïques intégrés au bâti.

b) Un dispositif de contrôle encore insuffisant

Compte tenu des dérives observées dans le solaire photovoltaïque, l'enjeu du contrôle est essentiel, d'autant plus que plusieurs cas de fraudes sont d'ores et déjà constatés par la CRE[78]. Or le dispositif réglementaire en vigueur ne prévoit aucun dispositif de contrôle des installations.

Les difficultés à contrôler la provenance de la biomasse sont manifestes. En raison des tensions créées sur les ressources locales en biomasse, les projets doivent prévoir des plans d'approvisionnement viables sur lesquels les préfets de région donnent leur avis. Or, les

[78] Commission de régulation de l'énergie, rapport d'activité 2011.

services déconcentrés ne peuvent pratiquement pas contrôler la provenance de la ressource en raison de l'organisation de la filière mais aussi des volumes concernés. Il peut s'ensuivre des difficultés locales d'approvisionnement constatées en phase d'exploitation.

III - Les coûts publics de la mise en œuvre du PEC

L'évaluation du coût d'ensemble de la mise en œuvre du PEC pour les finances publiques n'a pas encore été conduite. Elle se heurte au nombre important de dispositifs fiscaux, réglementaires, financiers, dont beaucoup n'ont pas été évalués, ainsi qu'à l'absence de méthodologie commune de comptabilisation des coûts des programmes de recherche publique. La plupart des instruments de la politique n'ont pas encore produit tous leurs effets et les évaluations *ex ante* sont encore peu développées dans l'administration. Enfin, du fait de l'éventail des champs concernés, le pilotage de la politique est éclaté entre un grand nombre de ministères et agences publiques.

Un « document de politique transversale », consacré à la politique climatique de la France, est toutefois annexé à la loi de finances de l'année. Ce document, malgré ses limites, donne un premier aperçu de l'effort de l'État, mais il doit être complété si l'on veut disposer d'une estimation du coût que cette politique représente pour la collectivité au sens large. À cet égard, les travaux du conseil national du débat sur la transition énergétique ont apporté quelques éléments d'évaluation complémentaires.

A - Les coûts par secteur

1 - Le logement-tertiaire

Le coût du dispositif des CEE repose sur les fournisseurs d'énergie, le coût pour l'État se limitant aux coûts administratifs de gestion du système.

Le coût du crédit d'impôt développement durable est estimé à 1,13 Md€ en 2012 et 650 M€ en 2013 (dans le projet de loi de finances pour 2013).

La dépense fiscale liée à l'éco-prêt à taux zéro est très nettement inférieure à celle qui avait été prévue initialement du fait à la fois d'une distribution des éco-PTZ inférieure aux objectifs fixés et de la baisse des taux d'intérêts, diminuant le coût unitaire du dispositif.

Tableau n° 17 Nombre et coût des éco-PTZ distribués

	2009	2010	2011	2012
Objectif affiché	50 000	200 000	240 000	320 000
Nombre de prêts émis	70 933	78 484	40 755	34 000
Coût générationnel (M€)	192	189	109	81

Source : DHUP

L'éco-PLS (Prêt Logement Social) étant un prêt bonifié, c'est-à-dire dont le taux est inférieur au coût de sa ressource, il représente un coût pour le fonds d'épargne (et a pour conséquence de réduire son résultat et donc le prélèvement potentiel de l'État sur ce résultat). Ce coût est provisionné dès l'émission du prêt, mais se réalise au fur et à mesure de son remboursement. La première génération de l'éco-PLS, distribué de 2009 à juin 2011, et la deuxième génération, commencée en février 2012, ont un coût évalué respectivement à environ 115 M€ et 12 M€ pour la seconde génération de prêt (au 31 décembre 2012).

Les décisions d'extension de l'éco-PLS, annoncées par le président de la République le 21 mars 2013, représentent un surcoût pour le fonds d'épargne évalué par la caisse des dépôts et consignations à 140 M€.

Le programme "Habiter Mieux" mobilise au total 1,35 Md€ : 500 M€ de l'État au titre des investissements d'avenir, 600 M€ de l'ANAH au titre de ses interventions, 250 M€ des fournisseurs d'énergie au titre du dispositif certificat d'économie d'énergie, pour un objectif de rénovation thermique de 300 000 logements privés sur la période fin 2010-2017.

Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, pour la période 2009-2013 et sans plafond de dépense annuel.

2 - Les transports

Hormis la dépense fiscale cumulée de 3,4 Md€ sur 2005-2013 correspondant à l'exonération partielle de TICE[79] pour l'incorporation de

[79] TICE : taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) prévue à l'article 265 du code des douanes (ex-TIPP).

biocarburants[80] et le déficit cumulé 1,45 Md€ sur 2008-2011 non anticipé du bonus – malus pris en charge par le budget de l'État, il s'avère difficile d'estimer les coûts des mesures et leur efficience.

Le S schéma national des infrastructures de transports (SNIT) prévoit un investissement de l'ordre de 240 Md€, dont 107 Md€ uniquement pour les nouvelles lignes à grande vitesse. Sa non soutenabilité a justifié son réexamen par la commission Mobilité 21 qui a hiérarchisé en juin 2013 les différents projets, proposant de reporter la majorité d'entre eux à une décision après 2030.

Les mesures en outre déjà décidées sont :

- en ce qui concerne le développement des transports en commun sur site propre (TCSP), deux appels à projets ont déjà permis le lancement de 1 000 km de voies nouvelles. Le 3ème appel est décidé ainsi que le financement de la part État (450 M€ sur le budget de l'AFITF correspondant à une subvention de l'ordre de 15 à 20 % de la dépense subventionnable). Plus de soixante projets de transport collectifs en site propre représentant une enveloppe globale de 6 Md€ seront réalisés ;
- la modernisation du réseau existant et son développement, qui bénéficiera de 2 Md€ de crédits supplémentaires d'ici 2017 (soit 6 Md€, plus 1 Md€ supplémentaire au-delà de 2017) ;
- le Grand Paris Express qui a fait l'objet d'une réévaluation (29,9 Md€ au lieu de 20 Md€) : la société du Grand Paris est aujourd'hui alimentée par plusieurs taxes, dont la taxe locale sur les bureaux. 2 Md€ seront affectés aux opérations de modernisation et de développement du réseau, tout en réalisant les boucles du Grand Paris Express.

3 - L'industrie

Le document de politique transversale (DPT) de lutte contre le changement climatique annexé à la LFI 2013, reprend les éléments de 30 programmes appartenant à 13 missions.

S'agissant de l'industrie, il y est simplement rappelé, sans aucun chiffrage, que « *la politique nationale de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel s'appuie sur :*

- *le système d'échange des quotas d'émissions au sein de l'Union européenne (programme 174) ;*

[80] « La politique d'aide aux biocarburants », Evaluation d'une politique publique, Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012.

- *la réglementation sur les gaz frigorigènes (programmes 174 et 181) ;*
- *des mesures incitatives relevant notamment du programme 174, comme les Certificats d'Économies d'Énergie (objectif 7), les diagnostics énergétiques, le fonds Chaleur de l'ADEME (objectif 8) ».*

S'agissant des certificats d'économies d'énergie (CEE), la part de l'industrie n'était, selon une première estimation, que de moins de 6 % à l'automne 2012.

Quant aux mesures engageant des niveaux significatifs de crédits, on en retiendra les deux principales :

- spécifiquement dédié au secteur industriel et mis en place dans le cadre des investissements d'avenir, le dispositif des "Prêts verts", géré par OSEO, a été doté d'une enveloppe de 500 M€ lors de sa mise en place en juillet 2010. On lui ajoutera les "Prêts Eco-Energie", également mis en place par OSEO à partir de mars 2012, grâce à un financement de l'État de 33 M€, qui doivent permettre de distribuer et garantir des prêts à hauteur de 100 k€ ;
- Le système d'aides « utilisation rationnelle de l'énergie - Investissement » de l'ADEME, qui permet de soutenir les investissements réalisés dans les entreprises pour acquérir des équipements, d'économies d'énergie ou procéder à des modifications des process ou équipements en place ; son budget annuel est de l'ordre de 500 000 €.

4 - L'agriculture

En 2013, le montant des crédits consacrés au plan végétal-environnement et au plan de performance énergétique des exploitations agricoles s'élève à 20,6 M€ de crédits de paiement, celui des crédits consacrés à la « gestion équilibrée et durable des territoires » s'élève à 37,5 M€ de crédits de paiement.

À ces dépenses budgétaires s'ajoutent deux dépenses fiscales : l'exonération plafonnée de taxe intérieure de consommation (TIC) et l'exonération de TICPE (taxe intérieure de consommation de produits énergétiques) pour l'utilisation des huiles végétales pures. Le montant de ces dépenses fiscales est inférieure à 0,5 M€.

5 - Les énergies renouvelables

a) Les coûts directs du soutien aux énergies renouvelables

Les dépenses supportées par la collectivité pour le développement des filières d'énergies renouvelables dans la production d'électricité et de chaleur, s'élèvent au total à 19,4 Md€ depuis 2005, en incluant les prévisions de la part 2013 de la charge de service public de l'électricité (CSPE) relative aux énergies renouvelables, particulièrement élevée.

Or le coût de la CSPE consacrée au financement de-EnR est en augmentation très rapide, comme le montre la figure ci-dessous. Pour 2014, il est estimé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à 3,7 Md€, soit 60 % de la CSPE totale.

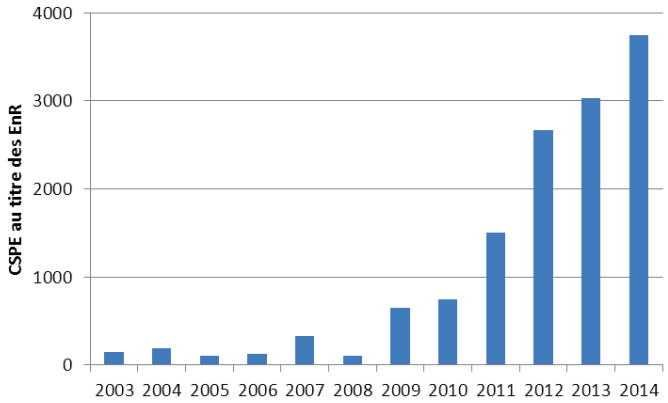


Figure 17. Evolution de la composante des énergies renouvelables des charges de service public de l'électricité (CSPE). Les données pour 2013 et 2014 sont des estimations. Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE), communiqué du 18 novembre 2013 et rapports d'activités

Ce montant sera bien sûr amené à augmenter d'ici 2020, au fur et à mesure que les dispositifs monteront en puissance et que les objectifs en matière d'énergies renouvelables seront réalisés. Ainsi, le montant de la CSPE nécessaire pour compenser à l'horizon 2020 le surcoût des énergies renouvelables devrait atteindre entre 7,7 et 8,6 Md€ par an selon la CRE, EDF et la DGEC, soit, entre 49,6 € et 55,4 € par MW/h, sur la base des objectifs de production d'électricité en 2020 prévus dans le plan d'action national.

Sans modification de la politique de soutien menée jusqu'à présent, le volume global du soutien aux énergies renouvelables entre 2014 et

2020 peut être estimé à environ 44 Md€ dont 35,6 Md€ au titre de la CSPE, qui seront directement supportés par les consommateurs d'électricité, particuliers ou professionnels et 4,6 Md€ au titre du crédit d'impôt développement durable payés par le contribuable. Les dépenses du fonds chaleur pourraient représenter 1,6 Md€ et celles de la recherche 2,1 Md€[81].

b) Le coût de l'intégration aux réseaux électriques

Le système électrique français, à l'instar de celui des pays industrialisés, s'est développé selon une logique centralisée. Or le développement des installations à base d'énergies renouvelables répond à une logique plus décentralisée et pose ainsi des difficultés d'adaptation des réseaux.

Pour les gestionnaires de réseaux, responsables de l'équilibre entre la production et la consommation, la gestion de l'intermittence ne pose pas encore de difficultés majeures[82], mais les outils de gestion de l'intermittence ne sont pour certains (stockage, réseaux "intelligents", etc.) pas encore au point, pour les autres pas intégralement évalués en termes d'investissements (back-up[83], interconnexion des réseaux, notamment).

L'intégration des productions renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, aux réseaux électriques nécessite d'ores et déjà des investissements (lignes nouvelles, postes de raccordements, etc.) qui sont estimés globalement à 5,5 Md€ à l'horizon 2020 par les deux gestionnaires principaux, RTE et ERDF.

Ces coûts directs n'incluent pas ceux provenant de l'intermittence des EnR, sujet qui sera abordé plus bas.

[81] Bases de calcul retenues : charge de service public de l'électricité, estimations de la Commission de régulation de l'énergie jusqu'en 2017 issues du rapport 2011-2012 sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité, extrapolées jusqu'en 2020 pour aboutir à la fourchette basse de 7,7 Md€ en 2020/ crédit d'impôt développement durable : reconduction du montant de 2011 (142 M€/an)/ fonds chaleur : reconduction de la moyenne des dépenses entre 2009 et 2012 (240 M€/an) / recherche : reconduction de la moyenne des dépenses depuis 2009 (300 M€).

[82] Dans certains cas, un seuil de "tolérance" a quand même été fixé pour l'intégration d'énergies renouvelables dans le réseau, par exemple 30 % dans les zones dites interconnectées.

[83] Cette expression de « back-up » désigne les centrales thermiques réactives qui doivent pouvoir faire face à un déficit imprévu de la production d'électricité d'origine intermittente et permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

6 - Le coût de la mise en place du SCEQE

Ce coût recouvre à la fois le coût administratif peu significatif (estimé à un peu plus de 600 K€/an) et, pour les années 2008-2012, le coût non récurrent des dysfonctionnements de nature très diverses mais dont le cout total peut être estimé à 1,8 Md€ - 1,7Md€ au titre de la fraude à la TVA et près de 100 millions d'euros dû au mauvais calibrage de la Réserve Nouveaux Entrants ayant conduit l'État à financer une partie des quotas aux entreprises concernées.

B - Coût global : éléments d'évaluation

1 - Des données hétérogènes

La simple récapitulation des différents coûts sectoriels qui ont été identifiés dans les pages précédentes du rapport (cf. Tableau n° 18) suffit à montrer la difficulté qu'il y a à vouloir tenter une évaluation d'ensemble. D'abord, parce qu'on se heurte au nombre important de dispositifs fiscaux, réglementaires, financiers, dont beaucoup restent mal ou pas évalués, ainsi qu'à l'absence de méthodologie commune de comptabilisation de leurs coûts. Ensuite, parce qu'il est difficile, de ce fait, d'isoler la part revenant à de véritables actions d'efficacité énergétique dans des ensemble très vastes, dont le périmètre recouvre bien d'autres objectifs que ceux de la seule transition énergétique ; ainsi, typiquement, du schéma national des infrastructures de transports (SNIT) (240 Md€ sur 20-30 ans) qui n'a pas été repris ici comme élément de coût. Enfin, parce que, dans les cas où il s'agit bien d'engagements clairement dédiés dans leur principe à l'efficacité énergétique, ceux-ci demeurant, dans les faits, mal identifiés dans leur réalité et/ou mal (contrôlés dans leur effectivité certificat d'économie d'énergie ,crédit d'impôt développement durable, prêts, etc.), il reste en tout état de cause très difficile d'imputer un montant précis à ce qu'elle peut représenter dans ce total.

Outre donc la récapitulation des coûts sectoriels qu'il a ainsi été possible d'identifier, on rendra compte ci-après de deux autres approches, d'ailleurs très différentes, qui permettent d'approximer le coût de la politique de transition énergétique. Pour l'un, le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique », il s'agit d'évaluer l'effort de l'État. Pour l'autre, les travaux d'expertise menés lors du débat national sur la transition énergétique, il s'agit d'estimer l'ensemble des investissements qui concourent cette transition et des crédits publics qui y sont consacrés.

Tableau n° 18 Récapitulation des coûts sectoriels (M€)

Logement	Fonds chaleur	628,0	Engagements 2009-2011 ; 1,4 Md€ supplémentaires seraient nécessaires d'ici 2020
	Eco-PTZ	571,0	Coûts générationnels 2009-2012
	CIDD	1 130,0	Année 2012
	Eco-PLS	127,0	1ère et 2ème générations (2009-2012)
	Habiter mieux	1 350,0	Dont 0,5 Md€ État
	Réhabilitation énergétique	320,0	Dont 90 M€ DOM (2009-2013)
Transports	Exo TICE biocarburants	3 400	2005-2013
	Déficit bonus-malus	1 450	2008-2011
Industrie	Prêts verts OSEO	500	Dotation des investissements d'avenir
	Prêts éco énergie	33	Dotation
	Utilisation rationnelle énergie (ADEME)	0,5	Annuel
SCEQE	Fonctionnement	0,6	Annuel
	Fraude TVA	1 600	Plus de fraude depuis mise en place auto liquidation en 2010
	Réserve nouveaux entrants	207	Taxe exceptionnelle en 2012 (112 M€)
EnR	Dépenses soutien	19 400	2005-2013, s'y ajoute une prévision de 44,0 Md€ supplémentaires d'ici 2020 (dont 35,6 Md€ de CSPE)
	Intégration au réseau	5 500	Estimation RTE et ERDF horizon 2020

Source : DHUP

2 - L'effort de l'État : le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » et ses incertitudes

Depuis 2005, le projet de loi de finances comprend dans ses annexes, des « documents de politique transversale » (DPT) qui, retracent l'ensemble des crédits des différents ministères concernés et sont destinés à présenter les politiques, les programmes qui y contribuent, ainsi que les objectifs et indicateurs de performance retenus. Les principales dépenses fiscales et budgétaires correspondantes y sont ainsi répertoriées. L'un de

ces documents, le DPT « Lutte contre le changement climatique », est consacré à la politique climatique de la France, dont le PEC est l'un des principaux éléments.

Ce DPT reprend les crédits de 30 programmes budgétaires relevant de 13 missions. Il prend en compte non seulement les dépenses des programmes ayant un lien direct avec la politique climatique de la France, mais aussi les contributions d'autres programmes, pour lesquels la lutte contre le changement climatique n'est pas toujours nécessairement identifiée comme un objectif premier. Ce document, malgré ses limites, donne un aperçu de l'effort de l'État en faveur de la mise en œuvre du PEC, mais, son champ ne couvrant que celui-ci, doit être complété pour pouvoir estimer le coût pour l'ensemble des finances publiques.

Méthodologiquement, les montants retenus concernant les dépenses budgétaires ne tiennent compte que de la « part climat », telle qu'elle est évaluée par le responsable de programme pour chacune des dépenses considérées. À l'inverse, dès qu'une dépense fiscale est considérée comme ayant un impact en termes de lutte contre le changement climatique, elle est prise en compte dans sa totalité, sans évaluation d'une part climat spécifique donc.

Selon le DPT « lutte contre le changement climatique » annexé au projet de loi de finances 2013, les dépenses budgétaires de l'État attribuées à la politique de lutte contre le changement climatique s'élèvent à 3 978 M€ en 2013, auxquelles s'ajoutent des dépenses fiscales estimées à 1 188 M€, soit un effort de l'État s'élevant, au total, à 5.166 M€.

Si, sous les hypothèses méthodologiques qui viennent d'être rappelées, le DPT permet ainsi de fournir une évaluation de l'effort de l'État, celle-ci n'en est pas moins très incertaine et fragile. La comparaison entre les évaluations fournies d'un document à l'autre pour de mêmes années le montre clairement (cf. le Tableau n° 19).

Ainsi, pour ne prendre que l'exemple deux derniers DPT, pour une même année les crédits concernés sont désormais considérablement réduits, car « *par rapport au DPT 2013 (…) les ajustements techniques sur la comptabilisation des crédits dans les infrastructures de transport induisent une diminution des dépenses comptabilisées dans le DPT de 1,6 Md€* »[84]. Ainsi les crédits 2013 ne seraient plus de l'ordre de 5,2 Md€, mais de 3,6 Md€, soit un « *ajustement technique* » de près de 30 %.

[84] Document de politique transversale annexé au projet de loi de finances pour 2014, pp. 12 et78.

Techniquement, ce réexamen, mené à l'occasion du DPT 2014, recouvre une rupture méthodologique dans l'affectation des dépenses à la politique pour le climat. En effet, au lieu de retenir une part forfaitaire de 50 % des dépenses de fonctionnement et des infrastructures de transport, le calcul part de la quantité d'émission évitée de GES et de leur valorisation en utilisant la valeur tutélaire du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Cette nouvelle méthode conduit à pratiquement diviser par dix le coût de la politique des transports imputé au PEC, par rapport aux estimations précédentes. Elle démontre aussi une prise de conscience très récente du peu de pertinence environnementale de cette politique.

Tableau n° 19 Dépenses de l'État au titre de la politique climatique d'après sept projets de loi de finances successifs (2008 à 2014)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Dépenses fiscales							
PLF2010	3306	4677	*5163*				
PLF2011		4 152	4 060	*3 588*			
PLF2012			4 143	3 686	*3 346*		
PLF2013				2 548	1 653	*1 188*	
PLF2014					1 805	1 382	*1 391*
Dépenses budgétaires (AE)							
PLT2010	4865	4640	*4796*				
PLF2011		4 694	4 617	*4 284*			
PLF2012			5 372	4 488	*4 411*		
PLF2013				4 153	3 898	*3 978*	
PLF2014					2 031	2 249	*2 022*
TOTAL							
PLT2010	8171	9317	*9959*				
PLF2011		8 846	8 677	*7 872*			
PLF2012			9 515	8 174	*7 757*		
PLF2013				6 701	5 551	*5 166*	
PLF2014					3 836	3 631	*3 413*

Source : les documents de politique transverse lutte contre le changement climatique des PLF 2008 à 2014

(1) Les coûts en italiques sont des estimations

Plus généralement, les précautions systématiquement prises dans la présentation des estimations indiquent assez leur fragilité : « compte tenu des modifications des périmètres des programmes et de la prise en compte

ou non de certaines dépenses »[85]. Sans mésestimer la difficulté qu'il y a à fournir une estimation absolument certaine en la matière, il est indispensable qu'un travail soit accompli, afin de permettre d'expliciter et de stabiliser le périmètre et les méthodes de ce document et ainsi fournir à la représentation nationale une image fiable et transparente de l'effort de l'État.

Au-delà de ces fortes incertitudes sur leur montant, ressort toutefois clairement une évolution d'ensemble : une tendance certaine à leur sensible réduction depuis 2010.

3 - Dépenses publiques : l'estimation du conseil national du débat sur la transition énergétique

Le DPT ne prend par définition en compte que les seules dépenses transitant par le budget de l'État. Or la charge de la mise en place du PEC pour la collectivité au sens large (contribuables national, local, consommateurs, etc.) se doit de considérer l'ensemble des dispositifs financés par d'autres collectivités publiques (aides à l'investissement versées par les collectivités locales par exemple) ou par le consommateur (compensation à EDF de l'obligation d'achat de la production d'énergie renouvelable à travers la contribution au service public de l'électricité).

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, un groupe de travail, connu comme le groupe « n° 4 », a été réuni dans le but d'évaluer les besoins de financement de la transition[86]. Il s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité, chiffrer les coûts bruts, les bénéfices attendus et les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050, identifier les mesures de financement existantes publiques et privées et le reste à charge et proposer des mesures pour le financement de la transition énergétique[87]. Ainsi, dans ce périmètre, les travaux du groupe ont permis d'estimer à quelque 37 Md€ le montant annuel total des investissements qui sont aujourd'hui directement consacrés aux objectifs liés à la transition énergétique dans

[85] Document de politique transversale 2010, p. 84 ; document de politique transversale 2011, p. 11 ; DPT 2012, p. 12 ; document de politique transversale 2013, p. 11.

[86] Conseil national du débat sur la transition énergétique, « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du groupe N° 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier.

[87] Ces travaux sont ici examinés sous le seul angle de l'estimation des dépenses réalisées. Ils sont repris et analysés dans l'optique d'effort d'investissement à réaliser dans l'avenir dans la partie IV de ce rapport (cf. infra, pp. 141 et suivantes).

les secteurs du bâtiment, des transports, de l'énergie, de l'industrie et de l'agriculture.

Dans un périmètre sensiblement plus large et compréhensif que celui du DPT, la prise en compte exacte de l'ensemble des dispositifs n'est pas toujours possible. Soit que certaines dépenses ne concernent pas uniquement la mise en œuvre du PEC : par exemple, TVA à taux réduit pour les travaux dans les logements anciens, acquittement du tarif d'acheminement de l'énergie par le consommateur ; il s'agit alors d'une estimation par excès. Soit que, faute de données suffisamment précises, l'estimation soit faite par défaut. Ainsi, nul n'a de vision claire du montant des crédits participant aux objectifs du PEC ou de la transition qui leur sont consacrés par les collectivités locales, en dehors des contrats de projets État - régions. À ce stade, seule la charge de service public de l'électricité peut être comptabilisée avec certitude. Or le coût de la CSPE consacrée au financement des énergies renouvelables est en phase d'une augmentation exponentielle comme le montre la Figure 17 plus haut.

Les incitations publiques ainsi identifiées[88] sont estimées pour l'année 2012 à 19,8Md€ (cf. Tableau n° 20). Rapportées aux 37 Md€ d'investissements énergétiques annuels estimés par le groupe de travail (voir le IV du chapitre IV), ce soutien public représente un ratio de 53,5 %, chiffre certainement sous-estimé, puisque ne comprenant pas les aides apportées par les collectivités territoriales. Il faut néanmoins souligner que, à l'inverse, certaines des lignes mentionnées ci-dessus ne concernent pas uniquement la mise en œuvre du PEC : par exemple, TVA à taux réduit pour les travaux dans les logements anciens, acquittement du tarif d'acheminement de l'énergie par le consommateur.

Tableau n° 20 Répartition des incitations de l'État

Secteur	Incitations 2012 État (Md€ annuels)
Agriculture	0,04
Bâtiment (TVA réduite, CIDD, EcoPTZ…)	7,36
Industrie manufacturière	0,14
Précarité (tarifs)	0,35
Production énergies renouvelables biocarburants (défiscalisation, TICPE)	0,30
Production EnR chaleur (Fonds chaleur)	0,26
Production électrique EnR (CSPE, appels d'offres)	2,20
Production électrique hors EnR (tarifs)	4,00
Transport d'énergie électricité et gaz (tarifs)	5,14
Total	**19,80**

Source : rapport groupe 4 CNDTE

[88] Aides d'État et crédits liés à des obligations légales (CSPE, tarifs, etc.).

Ainsi, en définitive, les différentes évaluations chiffrées disponibles fournissent une approximation de l'effort consenti par la collectivité en faveur de la politique de lutte contre le changement climatique, mais ne permettent pas de le fixer et de l'évaluer de façon suffisamment précise.

CONCLUSION

Le Paquet énergie-climat (PEC) est mis en œuvre à travers des outils européens et nationaux qui sont distincts.

S'agissant de l'Europe, le système d'échange de quotas européens (SCEQE) est le principal instrument de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Si, compte tenu de la gratuité et des surplus de quotas attribués, il n'a, jusqu'ici, que peu touché la compétitivité des entreprises, il n'a pas non plus réussi à faire émerger un prix du carbone à la hauteur des objectifs de réduction des émissions qui lui avaient été fixés. En période de conjoncture économique défavorable, une conception peu flexible du système a interdit d'ajuster les quotas en conséquence. L'échelon européen a également été privilégié pour développer les projets de captage et stockage de carbone (CO_2). Ses incertitudes techniques, la faible rentabilité des projets et le faible soutien des Etats ont contribué à ce qui est aujourd'hui un échec avéré. Plus globalement, la mise en œuvre de ces deux instruments, pourtant présentés comme essentiels, a été mise en échec par l'absence d'un prix significatif du carbone. Sa faiblesse actuelle constitue un frein majeur à l'investissement dans la décarbonation de l'industrie.

S'agissant de la France et de ses mesures propres, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de très nombreux dispositifs, de nature tant réglementaire que financière, ou fiscale. Globalement, ces mesures très diverses souffrent d'une insuffisante évaluation de la part de l'État, cela tant en ce qui concerne leur efficacité propre que leur coût effectif.

L'État n'a, en particulier, pas mobilisé l'expertise nécessaire pour ajuster sa politique aux réalités. Ainsi, des situations de rente, voire de véritable « bulles » financières, ont parfois été créées, toujours financées par le consommateur ou le contribuable. L'exemple du mauvais ajustement initial des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque reste emblématique d'un tel risque. À l'inverse, certains dispositifs mériteraient d'être renforcés, comme le fonds chaleur. Enfin, la mise en œuvre territorialisée du PEC est largement perfectible. Ainsi, au total,

l'État a été peu performant, que ce soit en termes de simplicité comme de cohérence de son dispositif réglementaire.

Les montants en jeu sont importants, mais très imparfaitement connus : actuellement et selon les dernières données disponibles, de l'ordre de 37 Md € d'investissements énergétiques chaque année, qui sont soutenus par près de 20 Md€ de crédits publics ou liés (tarifs, contribution au service public de l'électricité, prêt bonifiés, etc.), dont 3,6 milliards de crédits budgétaires d'État. Or ces montants ne sont encore que très imparfaitement connus. Il est, en particulier, indispensable que le « document de politique transversale : Lutte contre le changement climatique», annexé au projet de loi de finances, soit profondément amélioré, afin que la représentation nationale puisse disposer d'une information transparente et fiable sur l'action de l'État.

Au total, donc, la mise en œuvre du PEC, par nature transversale et interministérielle, pose à l'État un problème d'organisation et de pilotage, qu'il n'est pas encore parvenu à entièrement relever. À cet égard, les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent notablement perfectibles. Le caractère interministériel d'une politique telle que celle de lutte contre le changement climatique et de réduction des GES est aujourd'hui insuffisamment affirmé ; il doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits. Cela vaut tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour sa mise en œuvre, son pilotage et son évaluation.

À cet égard, la Cour estime que le processus de concertation pourrait être désormais confié au commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il lui apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

La cour formule les recommandations suivantes :

1. *réaffirmer le rôle et rénover le fonctionnement du comité interministériel pour le développement durable. Son secrétariat permanent devrait relever du ministre chargé de l'environnement et du développement durable et être assuré par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le commissariat général au développement durable pourrait être supprimé ;*
2. *dans le document de politique transversale de « lutte contre le changement climatique, », annexé à la loi de finances, présenter de façon transparente et méthodologiquement fiable les résultats et les*

moyens de cette politique, en identifiant ceux qui relèvent du Paquet énergie climat (PEC) ;

3. *charger le commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP), du débat et de la concertation sur la transition énergétique, et de la mise au point des outils de simulation nécessaires.*

Chapitre IV

Le Paquet énergie-climat et l'horizon 2020

I - Des résultats ambigus à fin 2011

A - Emissions de gaz à effet de serre et efficacité énergétique, les résultats globaux

Les résultats des inventaires des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France pour l'année 2011, dernière estimation disponible, montrent la poursuite d'une forte baisse des émissions : 5,6 % par rapport à l'année 2010. Les émissions avaient déjà baissé de 7,6 % entre 2005 et 2010, en dépit d'une rigueur climatique particulièrement forte en métropole en 2010. En 2011, les émissions de la France s'élèvent ainsi à 474 MteqCO_2.

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la France s'était engagée sur un objectif de stabilisation des émissions pour la période 2008-2012 par rapport à 1990, à 559 MteqCO_2, cet objectif sera largement dépassé, en grande partie pour les années récentes du fait de la crise économique plutôt que d'une efficacité énergétique véritablement accrue.

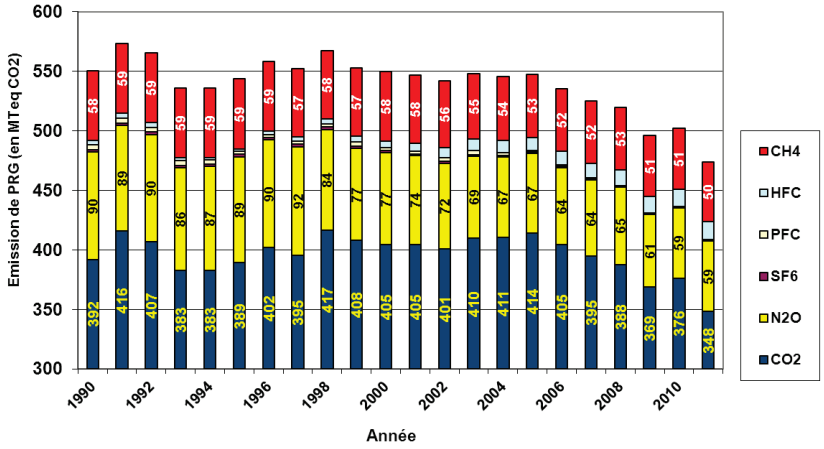


Figure 18. Emision PRG des gaz à effet de serre en France métropoltaine de 1990 à 2011 (Sources : Cour des comptes, d'après les données du CITEPA)

On observera néanmoins que, s'agissant des émissions de CO_2 *stricto sensu*, la trajectoire demeure encore loin de pouvoir apparaître comme satisfaisante. En effet, si l'intensité des émissions de GES a très notablement diminué, puisqu'elle n'est plus actuellement qu'un peu plus des 2/3 de ce qu'elle pouvait être en 1990, les émissions de CO_2 proprement dites, n'ont, quant à elles, été réduites que de l'ordre de 10 %. Ce n'est d'ailleurs que très tardivement, et partiellement sous l'effet de la crise économique, que cette réduction en valeur absolue s'est affirmée.

Tableau n° 21 Evolution du PIB, des émissions de CO_2 et de l'intensité des émissions, (1990-2011)

PIB en € 1995 constants	**1990**	**2005**	**2011**
1. PIB	100	127,71	134,86
2. Emissions CO_2	100	106,71	90,20
3=2/1 intensité CO_2	100	83,56	66,89

L'intensité des émissions de CO_2 par rapport au PIB est un indicateur des progrès réalisés en termes d'efficacité énergétique. Le suivi de ces progrès en termes de consommation énergétique ne sont toutefois pas analysés de façon globale mais par secteur d'activité.

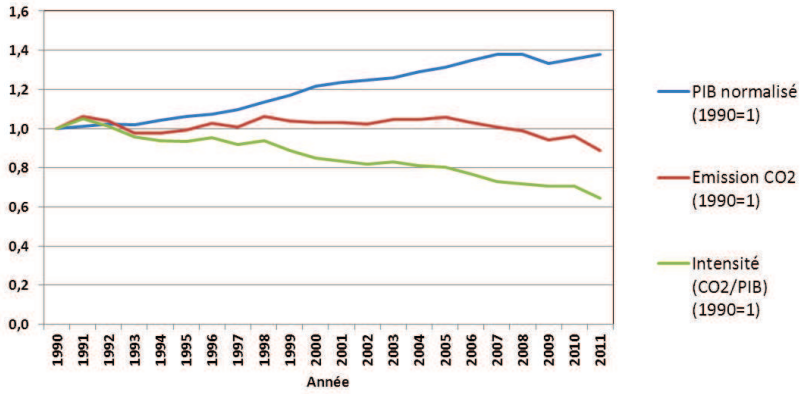


Figure 19. Emission et intensité des émissions de CO_2 normalisées à l'année 1990(Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes)

La comparaison entre ces deux évolutions, réduction nette des émissions de GES et longue stabilité de celles de CO_2, suggère, ainsi, que la longue stabilité relative des émissions l'aurait été sous l'empire de deux mouvements distincts :

- d'un côté, une très sensible réduction des GES autres que le CO_2, essentiellement liée tant à la réduction des émissions de gaz fluorés, qu'aux efforts du secteur de la chimie pour drastiquement limiter les émissions de protoxyde d'azote ;
- de l'autre, une stabilité des émissions de CO_2 jusqu'en 2007, résultat de mouvements contradictoires selon les secteurs d'activité, qui, au total, se compensent.

Dès lors, la récente réduction de ces dernières, comme la baisse apparente de leur intensité apparaît liée à la crise, et, en particulier, à la chute concomitante des émissions dans les secteurs les plus intenses en CO_2 (transports).

Un tel constat, ne laisse pas d'être inquiétant. En effet, en l'absence d'un vigoureux effort supplémentaire vers une meilleure efficacité énergétique, toute reprise économique se traduirait alors mécaniquement par un accroissement des émissions de CO_2.

B - Le développement des énergies renouvelables

Les objectifs de la France pour 2020 ont d'ores et déjà connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la

chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a progressé en France depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 %, soit légèrement en retrait par rapport à la trajectoire cible (13,5 %). Par rapport aux objectifs 2011 en valeur absolue, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient du retard avec 20,6 Mtep au lieu de 22 Mtep[89], en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Tableau n° 22 Proportion des énergies renouvelables en 2011

Part d'énergies renouvelables par secteur (1)	Cibles 2011	Réalisations 2011
Chaleur et refroidissement	18 %	16,5 %
Electricité	16 %	16,3 %
Transport	6,9 %	6,7 %
Total	13,5 %	13,1 %

(1) *Dans la consommation finale brute, Source : commissariat général au développement durable / service de l'observation et des statistiques*

La proportion d'électricité renouvelable a légèrement dépassé les objectifs fixés pour 2011 (16,3 % au lieu de 16 %). En revanche, en termes de production, les objectifs en valeur absolue n'ont pas été atteints : 7,2 Mtep au lieu de 7,5 Mtep[90]. Cette situation s'explique par les résultats insuffisants de l'ensemble des filières, à l'exception de la filière photovoltaïque, dont les résultats atteignent le double de l'objectif[91]. En effet, depuis 2000 et particulièrement depuis 2009, les moyens de soutien public à l'énergie photovoltaïque ont alimenté une progression importante de la puissance installée[92].

[89] 17,8 Mtep au lieu de 19,2 Mtep hors biocarburants.
[90] Source : Bilan de l'énergie 2011-SoeS (83,7 GWh au lieu de 87,2 GWh)
[91] 196 ktep (2,2 GWh) au lieu de 81 ktep (0,9 GWh).
[92] L'objectif français de puissance photovoltaïque installée en 2020 se situe à 5,4 GW. En raison du développement exceptionnel des demandes de raccordement intervenues entre 2009 et 2011, la puissance installée pourrait ainsi se situer entre 7,7 GW et 8,6 GW.

Tableau n° 23 Production annuelle à réaliser à partir d'énergies renouvelables, 2011 et 2020 (en ktep)

En ktep	Réalisé 2005	Réalisé 2011	Objectif 2020	Réalisé 2005 2011	À réaliser 2012 2020
Électricité renouvelable					
Hydraulique	5 723	5 400	5 541	-324	142
Éolien	101	1 104	4 979	1 003	3 875
Photovoltaïque	2	196	592	194	396
Marémotrice	41	41	99	0	58
Géothermie	82	48	409	-34	360
Biomasse	320	453	1 477	133	1 024
Total électricité renouvelable	***6 270***	***7 241***	***13 097***	***971***	***5 856***
EnR thermiques pour chaleur					
Solaire thermique	37	96	927	59	831
Géothermie profonde	130	94	500	-36	406
Pompes à chaleur	151	1 143	1 850	993	707
Biomasse solide	8 954	9 188	15 900	234	6 712
Total chaleur renouvelable	***9 357***	***10 616***	***19 732***	***1 259***	***9 116***
Transports					
Biocarburants	***403***	***2 786***	***3 500***	***2 383***	***714***
Consommation finale brute renouvelable	***16 030***	***20 643***	***36 329***	***4 614***	***15 686***

Source : Cour des comptes- Données commissariat général au développement durable / service de l'observation et des statistiques -Bilan de l'énergie 2011

Au vu des résultats enregistrés fin 2011, atteindre les objectifs 2020, supposerait que le supplément de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 pour ce qui est de l'électricité renouvelable et plus de sept fois pour la chaleur renouvelable.

Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Or des retards ont déjà été enregistrés en 2011 sur la trajectoire, qui avait pourtant été fixée en 2009. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît difficile.

II - L'horizon 2020

A - Les prévisions

La France s'est engagée dans le cadre du paquet énergie climat à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % entre 1990 et 2020 et, spécifiquement, de 14 % entre 2005 et 2020 les émissions des secteurs non soumis à la directive système d'échange de quotas européens (SCEQE).

Au titre de l'article 3 paragraphe 2 de la décision 280/2004/CE, la France doit transmettre tous les deux ans à la Commission européenne un rapport faisant la synthèse des politiques et mesures mises en œuvre afin de limiter et/ou réduire ses émissions de gaz à effet de serre ainsi que les projections d'émissions correspondantes. Ce document, le rapport sur les mécanismes de surveillance, a été adressé à la Commission européenne le 15 mars 2013. Il permet de mesurer tant les progrès réalisés par la France pour respecter son engagement au titre du protocole de Kyoto, que d'examiner dans quelle mesure la France peut atteindre les objectifs qu'elle a acceptés dans le cadre du Paquet énergie-climat.

À cette fin, deux scénarios d'évolution de la consommation d'énergie ont été élaborés[93]. Ces scénarios permettent d'établir les projections d'émissions de la France à l'horizon 2020 :

- un scénario AME (avec mesures existantes), qui prend en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1er janvier 2012 ;
- un scénario AMS (avec mesures supplémentaires), qui, outre les mesures déjà considérées dans AME, intègre celles additionnelles décidées depuis fin 2011 et surtout celles prévues, même si elles n'ont pas encore été effectivement mises en œuvre, et qui ont été précisément définies en fonction de leurs effets attendus afin de permettre de réaliser les objectifs fixés. Par sa construction même, ce scénario, qui fonctionne "à l'envers", est contraint et normatif. L'ensemble des objectifs des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre y seront par construction atteints, grâce à la pleine et entière

[93] Le rapport de mars 2013 précité, détaille les hypothèses et les modèles de simulation utilisé. Il se place dans le périmètre géographique exigé par la décision communautaire 2004/280/CE, soit : métropole + DOM + PTOM. Notons que l'objectif Kyoto de la France ne s'applique qu'au périmètre métropole + DOM.

mise en œuvre des mesures, ce qui reste à démontrer et à discuter.

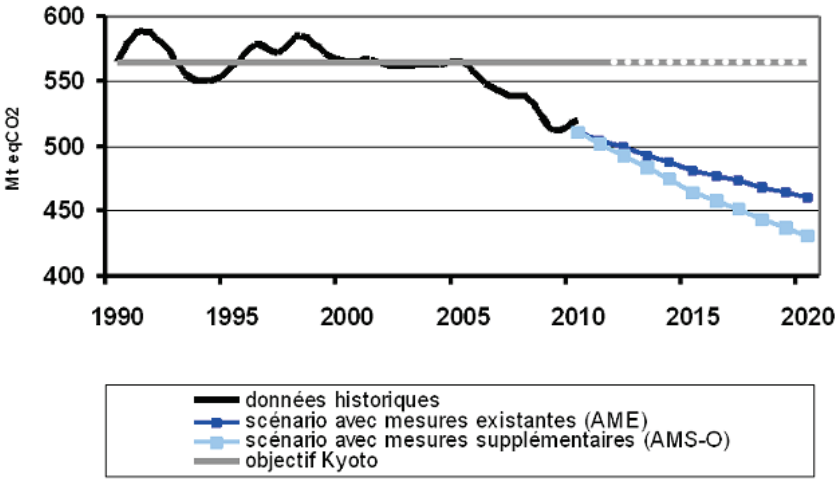


Figure 20. Projections d'émissions totales de gaz à effet de serre (hors UTCF) de la France à l'horizon 2020 dans le cadre des scénarios AME et AMS (en millions de tonnes équivalent CO_2 – Métropole , DOM et COM) Source : RMS 2013

La trajectoire d'évolution des émissions totales de GES (hors UTCF) de la France à l'horizon 2020 telle qu'elle est anticipée dans le scénario AME aboutit à une baisse de 18 % entre 1990 et 2020. Pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE, ces réductions seraient de 14,6 % de 2005 à 2020. Ainsi, la France atteindrait-elle l'objectif de réduction pour ces secteurs, soit –14 %.

Dans la trajectoire du scénario AMS, la France atteindrait une réduction de 25 % de ses émissions de GES entre 2005 et 2020 : les émissions de la France seraient ainsi ramenées de 520 MteqCO_2 en 2010 à 426 MteqCO_2 en 2020. Pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE, les réductions d'émissions entre 2005 et 2020 sont estimées à 22 %. Dans ce cas de figure, la France dépasserait largement l'objectif de réduction de –14 %.

Dans les deux scénarios, c'est en très grande partie grâce au secteur logement-tertiaire que la France parviendrait à atteindre ses objectifs.

Tableau n° 24 Evolution des émissions de la France (Métropole+DOM)

				Scénario AME		Scénario AMS	
(en MteqCO$_2$)	2005	2010	2005-2010	2020	2005-2020	2020	2005-2020
SCEQE	162	133	-17,9 %	119	-26,5 %	112	-30,9 %
hors SCEQE	396	381	-3,8 %	338	-14,6 %	309	-22,0 %
Total	558	514	-7,9 %	457	-18,1 %	420	-24,7 %

Source : Rapport sur les mécanismes de surveillance … Actualisation 2013, direction générale de l'énergie et du climat

B - Des hypothèses fragiles

1 - Des hypothèses macro-économiques discutables

Les deux scénarios s'inscrivent dans un cadre macroéconomique commun, dont on retiendra particulièrement, à titre illustratif, une hypothèse de croissance de 1,9 % sur la période 2010-2020, dont la perspective peut, quelles que soient les raisons invoquées[94], paraître aujourd'hui très exagérément optimiste, au moins pour le début de cette période. Un tel scénario de référence, pourtant publié en janvier 2013, fait ainsi apparaître un décalage positif de 0,5 points de croissance cumulés par rapport à la réalité telle qu'elle est d'ores et déjà enregistrée (2012/2009) par l'Insee. Son estimation pour 2013 elle est à tout le moins en décalage important avec les prévisions actuellement disponibles. Comparer ainsi des émissions constatées à des contextes économiques optimistes par rapport à la réalité conduit mécaniquement à surestimer les gains d'efficacité énergétique.

Tableau n° 25 Prévisions de croissance économique pour la France (taux de croissance annuel en %)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
France	1.5	1.7	1.0	1.9	2.1	1.7	2.1	1.8	1.7

Source : Scénario contraint Centre d'Analyse Stratégique

[94] Les rédacteurs de la direction générale de l'énergie et du climat estiment en effet que « *ce chiffre plus élevé que celui que l'on peut trouver dans d'autres travaux s'explique par la prise en compte de la réforme des retraites et du nouveau scénario démographique de l'INSEE* », rapport précité, p. 110.

L'ambition et le volontarisme affirmé pour chacune des grandes hypothèses retenues, par exemple celles concernant les évolutions des prix de l'énergie, devraient pouvoir faire l'objet d'une large discussion. Elle apparaît, en effet, pour l'instant trop limitée au seul cercle des experts.

2 - Un scénario avec mesures existantes contraint

Au vu de ces projections, les objectifs 2020 en termes d'émissions de GES semblent donc pouvoir être réalisés sans difficulté majeure.

Dans son rapport, la direction générale de l'énergie et du climat indique, en effet, que l'objectif de réduction des gaz à effet de serre est « *réaliste et permet d'être raisonnablement optimistes, mais il faut pour cela appréhender résolument les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre des mesures, en particulier dans les secteurs du transport et du bâtiment* ».

Pourtant, comme le reconnaît le ministère dans son rapport sur les mécanismes de surveillance de 2013, « *le scénario AME pourra être considéré comme légèrement ambitieux sur certains points* ». Le caractère ambitieux des hypothèses sous-jacentes concerne principalement la construction neuve de logements.

Si le programme national d'amélioration de l'efficacité de 2011 reposait sur une hypothèse de construction de 400 000 logements neufs par an légèrement supérieure à la moyenne des mises en chantier depuis 10 ans (376 000 logements par an), le rapport RMS de 2013 prend une hypothèse de construction de 500 000 logements neufs par an qui constitue une vraie rupture de tendance. Depuis 1987, le chiffre des mises en chantier n'a dépassé les 400 000 qu'à trois reprises (2005, 2006 et 2007), sans jamais atteindre les 500 000 logements.

Par ailleurs, le rythme de 500 000 constructions neuves par an amène le ministère à inclure des hypothèses très fortes dans son scénario pour rester cohérent avec les projections de l'INSEE sur le nombre de ménages (+ 8,9 % entre 2010 et 2020). Il prévoit ainsi :

- un quadruplement du nombre de démolitions de logements anciens (de 43 000 à 160 000 par an) alors qu'aucune mesure politique n'est avancée pour justifier ce quadruplement ;
- une croissance forte (+ 33,7 %) du nombre de logements vacants, ce qui porterait leur nombre à 2,9 millions à l'horizon 2020 et à 3,7 millions à horizon 2030.

Enfin, les scénarios de la DGEC se fondent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre à 100 % dès 2013 de la réglementation thermique (RT2012) pour le rapport RMS, alors que tous les outils ne sont pas disponibles et que la diffusion des formations dans le secteur très éclaté du bâtiment est encore très partielle.

Les hypothèses de 500 000 logements neufs par an, construits en respectant à 100 % la RT2012 dès 2013, et de 160 000 destructions par an, dont le caractère réaliste n'est pas établi à ce jour et qui conduisent à une augmentation non souhaitée du parc de logements vacants, facilitent donc de manière factice l'atteinte de l'objectif de réduction de 38 % de la consommation d'énergie du parc de logements. Or cette hypothèses est elle-même nécessaire à la réduction de 14 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020.

Sur un autre plan, l'agriculture n'est pas citée comme secteur pouvant orienter l'effort global de réduction des émissions de GES de la France. L'étude des scénarios de projections des émissions de GES permet de constater que l'impact des mesures de politiques publiques en matière agricole reste très marginal. Cela explique que l'agriculture n'est pas encore appréhendée comme un secteur décisif pour le maintien par la France sur une trajectoire vertueuse au regard des objectifs du paquet énergie-climat.

3 - Un scénario-objectifs marginalement utile à la vérification du respect par la France de ses engagements au titre du PEC

Les simulations du scénario AMS tant du PNAEE de 2011 que du RMS[50] de 2013 comportent des hypothèses qui font perdre son sens à l'évaluation globale des résultats. Pour la partie la plus importante du programme d'efficacité énergétique de la France (la rénovation du parc de bâtiments existants), le modèle d'évaluation de l'atteinte des objectifs part de l'hypothèse que les objectifs seront atteints.

En effet, dans ces scénarios, le ministère prend comme postulat de départ que « *l'ensemble des mesures introduisant une obligation de résultat pour les acteurs concernés atteindrait pleinement leur objectif. Cette règle concerne en particulier :*

- *la mise en œuvre des réglementations thermiques ou les obligations de rénovation introduites par la loi Grenelle 1 ;*
- *les obligations de rénovations imposées aux bâtiments de l'État ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (loi Grenelle 2). Pour les premiers, l'objectif de la loi a été repris. Pour les seconds, la loi ne précisant pas d'objectif, et les décrets d'application étant*

encore en phase d'élaboration, il a été considéré que cette obligation permettrait d'atteindre une réduction de 38 % des consommations d'ici 2020 (soit l'objectif moyen de réduction inscrit dans la loi Grenelle 1 pour l'ensemble du parc existant).

Les scénarios AMS de 2011 ou de 2013 ont donc pour première utilité de vérifier que la somme des objectifs de chacune des politiques sectorielles permet d'atteindre l'objectif global du Paquet énergie-climat.

Ils permettent également de tester des jeux d'hypothèses permettant d'atteindre l'objectif de réduction de 38 % de la consommation d'énergie des bâtiments à l'horizon 2020 tout en reprenant l'hypothèse de 500 000 constructions neuves par an déjà analysée.

S'agissant des logements existants, l'hypothèse est de 900 000 rénovations thermiques lourdes par an de 2013 à 2020, alors que le Grenelle de l'environnement tablait sur 400 000 rénovations lourdes par an (dont 70 000 logements sociaux) et que le discours du président de la République du 21 mars 2013 parle de 500 000 rénovations thermiques (dont 120 000 logements sociaux). Sur la période 2009-2012, l'éco-PTZ et l'éco-PLS ont permis de lancer en moyenne moins de 90 000 rénovations thermiques lourdes par an (auxquelles il convient d'ajouter les rénovations lourdes financées par le crédit d'impôt développement durable difficilement chiffrables). L'étude OPEN de l'ADEME estime le nombre de rénovations thermiques lourdes à 135 000 en 2010, année où l'éco-PTZ avait atteint son maximum et où les conditions d'accès au CIDD n'avait pas encore été restreintes.

S'agissant du parc tertiaire existant, le ministère constate que « peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (l'observatoire régional de l'immobilier d'entreprise en Île-de-France) avance un chiffre compris entre 0,8 % et 1,4 % pour les bureaux franciliens ». Un rythme de 1 % de rénovation du parc est proposé pour le scénario AME. En revanche, s'il l'on veut tenir l'objectif d'une réduction de 38 % de baisse de la consommation d'énergie, il faut rénover 50 % du parc public et privé d'ici à 2020. Cela devrait se traduire par le passage d'un rythme de 1 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation moyenne, rythme déjà lui-même incertain, à un rythme de 5 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation profonde par an. Les résultats obtenus dans le cadre du programme "État exemplaire" montrent le caractère irréaliste de cette hypothèse pour la sphère publique.

Enfin, les scénarios de la direction générale de l'énergie et du climat comportent des hypothèses très fortes de passage au chauffage bois (passage de 8 % à 19 % des résidences principales équipées en systèmes

de chauffage au bois) ou sur le taux d'équipement en eau chaude sanitaire solaire (30 % des maisons individuelles et 10 % des logements collectifs).

Les résultats d'aujourd'hui et la perspective du « facteur 4» pour 2050

La France s'est engagée dans une approche volontariste de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en énergie dans le bâtiment avec les difficultés évoquées plus haut. Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 % de telle sorte que l'objectif fixé dans le cadre du protocole de Kyoto d'une stabilisation pour la période 2008-2012 des émissions à leur niveau de 1990 sera largement dépassé. Alors que les émissions provenant des transports ont crû, l'industrie a réduit fortement ses émissions, une partie de ces diminutions trouvant toutefois son origine dans la baisse d'activités due à la crise économique.

Toutefois, au vu de la trajectoire des résultats aujourd'hui enregistrés et apparaissant en pointillé dans la figure ci-dessous, l'engagement pris d'une réduction d'un « facteur 4 » des émissions de GES à l'horizon 2050, par rapport à 1990 est un objectif qui pour être atteint nécessiterait une véritable rupture du rythme de réduction des émissions de GES. Elle implique une révision d'ampleur à la fois sur les priorités de lutte contre le changement climatique et sur les moyens de cette politique, en France, en Europe et sur le plan international.

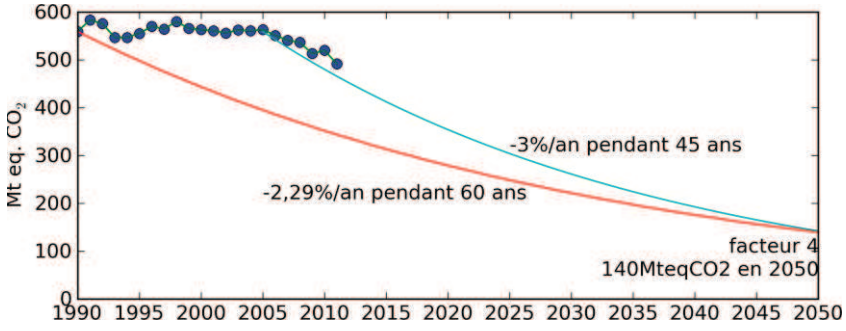


Figure 21. Trajectoire de réduction des émissions de GES pour atteindre le facteur 4 de réduction en 2050 à taux constant (source : rapport sur les mécanismes de surveillance 2013)

Face à une situation aussi incertaine, et dont le degré d'incertitude ne peut être réduit de façon aisée, la démarche souhaitable aurait été de mener des analyses de sensibilité. Or la seule analyse de sensibilité qui a été menée dans la construction des scénarios évalués dans ces différents rapports a porté sur les hypothèses de croissance du PIB et de prix du baril de

pétrole. Les autres variables ou hypothèses clefs du modèle n'ont pas fait l'objet de telle analyse.

III - Effets de la mise en œuvre du PEC

A - Les effets incertains sur le commerce extérieur et la relocalisation des activités : trois exemples

La politique de développement des énergies renouvelables, qui souffre du manque de structuration de filières industrielles solides, offre un bon exemple des effets incertains de la transition énergétique sur le commerce extérieur.

1 - Les industriels français du photovoltaïque sont peu présents sur le marché mondial

Le marché mondial de la filière solaire photovoltaïque a augmenté environ de 60 % par an sur la dernière décennie. À la fin de l'année 2011, la puissance cumulée installée atteignait 70 GW, principalement en Europe et notamment en Allemagne et en Italie, ces deux pays totalisant 55 % de la puissance mondiale. Le potentiel de croissance du marché mondial du photovoltaïque est considéré par tous les analystes comme très important sur le long terme (17 % de croissance moyenne annuelle du marché jusqu'en 2020[95]). Pour l'Europe, les scénarios varient de 100 à 160 GW à l'horizon 2016[96].

Sur ce marché en pleine croissance, l'amont de la filière photovoltaïque échappe aux industriels français. Fin 2011, parmi les 7 entreprises ayant produit plus d'un GW de modules dans l'année, cinq étaient chinoises ou taiwanaises, une allemande et une américaine. En 2011, l'amont de la filière industrielle française était peu développé avec une capacité de production de cellules de 90 MW, pour 320 emplois directs. Le principal constructeur (Photowatt, 70 MW a été depuis admis en procédure de redressement judiciaire). Fin 2010, la France comptait quinze fabricants de modules et/ou de cellules sur le territoire, peu intégrés et de tailles modestes, représentant moins de 0,5 % de la capacité mondiale de production. En revanche, la plupart des producteurs français

[95] Portant, à cet horizon, la puissance installée cumulée mondiale à 200 GW selon IRENA, Renewable energy technologies : cost analysis series. Volume 1 – Solar photovoltaïcs. juin 2012.

[96] European photovoltaïcs association (EPIA): global market outlook for photovoltaïcs until 2016 (mai 2012).

du secteur, petites ou moyennes entreprises locales, se situent sur les créneaux de l'aval de la filière qui représente entre 50 et 70 % de la chaîne de valeur[97].

Conséquence de ce positionnement sur l'aval de la filière et de la concurrence essentiellement chinoise sur la partie amont, la filière photovoltaïque, fortement soutenue, contribue au déséquilibre de la balance commerciale pour un montant évalué à près de 2,1 Md€ en 2011[98].

2 - L'industrie française est présente dans la filière éolienne mais sans envergure mondiale

a) Le marché mondial

Fin 2011, 238 GW d'éolien terrestre étaient installés dans le monde[99], dont 94 GW dans l'Union européenne. Courant 2011, 41 GW ont été raccordés dont 19 GW en Chine, marquant ainsi le dynamisme de ce pays. En 2010, selon la Fondation Pew Environment, la Chine aurait ainsi investi 47,6 Md$€_{2010}$ dans l'éolien. Par comparaison, les États-Unis n'auraient investi « que » 13,6 Md$€_{2010}$. Fin 2011, les capacités installées cumulées se répartissaient entre l'Europe (40 %), l'Asie (35 %), l'Amérique du Nord (22 %) et le reste du monde (3 %). L'éolien en mer ne représentait que 3,8 GW de capacités installées, dont la moitié au Royaume Uni.

Combiné aux efforts de l'Inde, l'objectif du gouvernement chinois de disposer en 2020 d'un parc éolien de 200 GW capable de produire 400 TWh fera de l'Asie le premier marché mondial.

L'installation en France de 19 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien en mer à l'horizon 2020, soit un rythme d'installation annuel maximal de 2,5 GW/an, représenterait selon le centre d'analyse stratégique [100] un investissement de l'ordre de 2,9 Md$€_{2010}$ par an.

---

[97] L'aval de la filière inclut les intégrateurs de système, les développeurs d'installations clés en main et les producteurs d'électricité photovoltaïque eux-mêmes, les équipementiers, les fabricants de structures support, les fabricants de matériel électrique et/ou d'onduleurs, fabricants de solutions de stockage et fabricants de solutions de recyclage.

[98] 912 M€ en 2009, 1 660 M€ en 2010 et 2 077 M€ en 2011 selon les Douanes - Données CAF/FAB brutes de collecte pour des dispositifs photosensibles à semi-conducteur, y.c. les cellules photovoltaïques.

[99] EurObserv'ER (2012).

[100] Centre d'analyse stratégique, Août 2012, Des technologies compétitives au service du développement durable.

En 2011, les 9 premiers constructeurs mondiaux ont capté 69 % des 41 GW installés dans le monde. Il s'agit des chinois Sinovel, Goldwind, Dongfang et United power (21 %), du danois Vestas (14 %), des allemands Enercon et Siemens (12 %), de l'américain GE Wind (9 %), de l'indien Suzlon (7 %), et de l'espagnol Gamesa (6 %).

b) L'industrie française

Même si elle n'occupe pas encore une place notable, l'industrie française n'est pas absente du secteur éolien.

La répartition des coûts entre fabrication, génie civil et raccordement d'une éolienne terrestre varie selon le lieu d'implantation. Les segments industriels de fabrication et assemblage en usine représentent 50 % du coût d'investissement. La fabrication des composants comprend : l'électromécanique, les contrôles, le frein et le châssis de la nacelle pour 50 % ; les mâts pour 25 % ; et les pales pour 25 %. France Énergie Éolienne (FEE) identifie onze segments industriels[101] pour cette phase qui nécessitent plusieurs corps de métiers stratégiques[102] : Des entreprises françaises sont présentes sur chacun de ces segments.

Historiquement, l'industrie éolienne française s'était spécialisée dans la fabrication de composants (mâts, pales, génératrices, etc.). Aujourd'hui AREVA (Multibrid), Alstom (Ecotècnia) et Vergnet se positionnent sur le marché de la fabrication et de l'assemblage des composantes des éoliennes. Début 2011, la filière française de l'éolien comptait cent quatre-vingt entreprises[103] et cent cinquante autres étaient identifiées comme pouvant se diversifier dans l'éolien, pour la fabrication, l'installation, l'exploitation ou la maintenance[104].

Les données des exportations et importations se rapportant spécifiquement au secteur éolien ne concernent que les équipements, et parmi ceux-ci, uniquement les groupes électrogènes. La nomenclature ne permet pas de distinguer les différentes énergies pour les autres pièces.

---

[101] SER-FEE, Windustry 2011.

[102] Segments : commandes & contrôles et composants électriques ; alternateurs ; arbre principal ; freins ; système d'orientation de la nacelle ; nouveaux positionnements ; moyeu de rotor et châssis de la nacelle ; multiplicateur ; coque de la nacelle / système d'orientation des pales ; pales/mâts - Corps de émétiers : métallurgie, chaudronnerie, mécanique ou mécatronique/aérodynamique/électronique de puissance et raccordement électrique/BTP/spécifiquement pour l'éolien en mer, ingénierie off-shore.

[103] Direction générale de l'énergie et du climat, rapport sur les énergies décarbonées.

[104] SER-FEE, Windustry France 2011.

Néanmoins, elles mettent en évidence le solde structurellement déficitaire des échanges portant sur les turbines, pièce stratégique, mais pour un volume limité à 6 % du marché total des équipements en 2011. Les industriels français approvisionnent donc pour une très large part le marché français.

Enfin, dans son dossier de presse du 26 avril 2011, le syndicat des énergies renouvelables soutient que « *la balance commerciale [concernant l'éolien] est presque à l'équilibre : 941 M€ d'exportations pour 1 079 M€ d'importations* ». Le volume des échanges évalué par le SER dépasse largement l'évaluation réalisée par les services des douanes. En l'absence d'un suivi basé sur une approche ciblée du secteur de l'éolien, ces services ne sont pas en mesure de confirmer ou d'infirmer ces chiffres.

c) L'éolien en mer, un pari industriel risqué

Les plans industriels associés aux offres déposées dans le cadre du premier appel d'offres sur l'éolien en mer de 2011 prévoient, s'agissant d'EMF, la construction d'une plateforme logistique à Brest et de deux usines Alstom (à St-Nazaire pour la construction des nacelles et des génératrices et à Cherbourg pour la construction des pales, des mâts et des fondations) et, s'agissant d'Ailes marines SAS, la construction de deux usines Areva au Havre pour la fabrication des turbines, et des pales.

Les capacités industrielles d'AREVA et d'Alstom devraient osciller entre cinquante et cent turbines par an mais l'activité générée par le premier appel d'offres, deux à trois années seulement, ne suffira pas pour rentabiliser les usines construites. La réalisation de l'objectif de 6 GW à l'horizon 2020, n'amènerait au mieux que quatre à six années supplémentaires de plan de charge. Les investissements à réaliser ne seront donc rentables que si des marchés en Manche et mer du Nord sont accessibles à l'exportation.

La Grande-Bretagne se propose de développer fortement l'éolien en mer en assurant un développement industriel sur son territoire. Elle est aujourd'hui limitée par les capacités de ses ports, dont le programme de modernisation a, par ailleurs, été abandonné. La France pourrait donc profiter des projets anglais en mettant à disposition une partie de ses moyens de production et d'installation. Mais la politique de soutien du gouvernement anglais a récemment été revue à la baisse et certains projets industriels ont été abandonnés.

Si les perspectives sur le marché britannique n'aboutissent pas, de nouveaux appels d'offres, financés par une augmentation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), risquent

d'apparaître comme la seule solution pour maintenir le plan de charge des usines françaises.

3 - La filière biomasse

a) Les fabricants français d'équipements de production de chaleur à base de biomasse sont très concurrencés

Le bois-énergie est la principale source de la biomasse utilisée pour la production d'énergie (principalement de la chaleur) et, dans cette catégorie, celui brûlé par les particuliers arrive largement en tête.

Avec un marché d'une valeur de 3,8 Md€[105], les filières qui produisent et vendent de la chaleur de source biomasse représentent :

- 22 % en 2011 du marché porté par l'ensemble des filières renouvelables pour la production de chaleur et d'électricité, et près du quart des seules ventes ;
- 83 % du marché de la chaleur renouvelable

Dans cette filière, la production et la vente de bois énergie représente 17,5 % du marché total des EnR, tandis que les secteurs du biogaz et de l'incinération des ordures ménagères sont plus modestes.

Dans le secteur individuel, le marché est stable mais avec des différences constatées par types d'installation : le marché des foyers et des inserts devrait se stabiliser, voire régresser, alors qu'une progression est attendue sur le marché des poêles à bois, en particulier les poêles à bois contemporains et poêles à granulés dont l'efficacité énergétique est meilleure. En revanche, le marché des chaudières individuelles est atone depuis quelques années en raison de la morosité du marché de la construction. La fourniture de bûches de bois devrait rester globalement stable, voire régresser, et celle du granulé bois devrait se développer.

Les industriels français ont de bonnes perspectives sur le marché des foyers et inserts, notamment à l'exportation. Ils sont en revanche concurrencés par les industriels allemands et autrichiens sur les poêles et chaudières à granulés. En effet, le taux d'importation d'équipements à granulés dépasse 80 %.

Le commissariat général au développement durable considère que « *les chaudiéristes français sont bien positionnés sur le marché intérieur, mais la concurrence globale est forte (Allemagne, Brésil, Inde) et aucun*

[105] ADEME- Stratégie marchés et emplois 2011, mise à jour 2012.

avantage concurrentiel ne semble définitivement acquis à un acteur aujourd'hui ».

S'agissant de la production d'électricité, le conseil génral rappelle que « *la France ne compte pas par ailleurs parmi les 10 premiers producteurs d'électricité issue de la biomasse en Europe et apparaît en retard sur le développement de nouvelles technologies à haut rendement et faibles émissions, telles que la gazéification* ».

b) Les grands projets de cogénération déséquilibrent les marchés locaux et se traduisent par des importations de biomasse

Afin d'augmenter la proportion d'énergie produite par la filière biomasse, la construction d'installations de fortes puissances utilisant le bois énergie pour produire de la chaleur et de l'électricité est soutenue par des appels d'offres publics nationaux, qui peuvent déséquilibrer le marché local en cas d'insuffisance de ressources.

Le cas du quatrième appel d'offres lancé en 2010 est caractéristique. Au niveau national, les projets retenus représentent 11 % de la ressource supplémentaire[106] disponible de biomasse, avec de grandes disparités entre régions, deux d'entre elles (Nord-Pas-de-Calais et Provence-Alpes-Côte d'Azur) se retrouvant même en situation de pénurie.

En outre, si tous les projets retenus à l'issue du quatrième appel d'offres se réalisaient, les importations représenteraient 26 % de la totalité des combustibles utilisés et 33 % des combustibles issus de la sylviculture. Trois projets sur seize ont prévu de recourir aux importations dans des proportions allant de 48 % à 77 % de leurs approvisionnements, ce qui réduit par ailleurs le bilan carbone de ces installations.

B - Un impact encore modeste sur l'emploi

1 - Des outils statistiques limités

a) L'absence d'harmonisation méthodologique

Le recensement des emplois de certaines filières d'énergie renouvelables, notamment le solaire et la biomasse chaleur, est rendu difficile par l'insuffisante précision des nomenclatures d'activités[107]

[106] Cf. Annexe n° 5 – Glossaire.

[107] La nomenclature couramment utilisée en France est la Nomenclature d'Activités française (NAF) rev. 2 adoptée le 1er janvier 2008.

d'autant plus que la production est le fait d'une multitude de petites installations individuelles. Celles-ci font appel à nombre d'artisans et d'entreprises de toutes tailles, dont l'activité principale est parfois éloignée des secteurs de l'énergie : constructeurs, fabricants d'équipements, de pièces détachées, installateurs, mainteniciens, etc., et en grande partie non salariée.

L'estimation de l'emploi dans les énergies renouvelables, même en se limitant à l'emploi direct, ne peut se faire que par inférence statistique, en utilisant au mieux les sources disponibles et en adoptant des hypothèses jugées raisonnables. Les données disponibles sont donc le fruit d'estimations utilisant de nombreuses sources contenant des données plus ou moins agrégées : comptes du service de l'observation et des statistiques réalisés sur les différents domaines de l'environnement ; enquêtes annuelles d'entreprises de l'Insee, comptes de la nation, données des fédérations professionnelles, études de l'ADEME.

Ainsi, par exemple, à périmètre identique, le SOeS chiffre l'emploi dans la filière solaire (photovoltaïque et thermique) à environ 14 219 ETP en 2010 (révision intervenue en septembre 2012) et l'ADEME à 35 100 ETP.

L'estimation des créations d'emploi liées à la mise en œuvre du Paquet énergie climat est donc très incertaine et limitée, dans le meilleur des cas, aux seuls emplois directs. Les éventuelles destructions dans d'autres secteurs, ainsi que les emplois indirects (la vente notamment) ne sont pas pris en compte.

2 - Un impact qui reste modeste

Selon les estimations de l'ADEME, toutes filières renouvelables confondues, hors biocarburants, le nombre d'emplois directs est passé de 58 460, en 2006, à 83 260 en 2012, après un pic de 98 580 en 2010. L'emploi, entre 2006 et 2012, a donc progressé de près de 43 %.

Tableau n° 26 Evolution des emplois directs des filières renouvelables de 2006 à 2012

	2006	2007	2008	2009	2010	2011(e)	2012 (p)
Solaire	4770	6020	9220	13930	35100	32470	21810
Eolien	6000	6320	8790	9790	11670	10420	10240
Biomasse	23330	20840	22460	22770	24710	24460	25020
Pompes à chaleur	14430	17130	28900	23100	15260	14200	14200
Hydraulique	9150	9530	9850	10430	11030	10770	10790
Géothermie	780	720	730	760	810	1000	1200
Total énergies renouv.	**58460**	**60560**	**79950**	**80780**	**98580**	**93320**	**83260**

Source : Cour des comptes-données ADEME

Les évaluations de l'ADEME représentent le haut de la fourchette des estimations données par les organismes publics. Elles sont cependant très en retrait des ambitions exprimées dans le plan d'action national de la France en faveur des énergies renouvelables qui évoquait la création de « *plusieurs centaines de milliers d'emplois notamment dans les secteurs de la rénovation des bâtiments et de l'installation des dispositifs de production d'énergies renouvelables* ».

L'un des secteurs où sont attendues les plus nombreuses créations d'emplois liées à la transition énergétique est celui du bâtiment grâce à la rénovation thermique des logements. Or force est de constater qu'il n'existe pas aujourd'hui de chiffrage robuste des créations d'emplois permises par les programmes de rénovation thermique des logements. Les données avancées dans les principaux rapports consistent, le plus souvent, en une simple multiplication du montant de l'investissement attendu par un coefficient d'intensité en emploi du secteur du bâtiment (nombre d'emplois moyen par million d'euros de chiffre d'affaires). Ces chiffrages ne détaillent pas les hypothèses prises quant au financement de ces investissements et ne reposent pas sur un bouclage d'ensemble macro-économique. Les premiers travaux d'analyse macro-économique (Négawatt et ADEME) sont analysés dans l'annexe VIII.

IV - La nécessité d'un effort considérable d'investissement

Les efforts pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020 devront s'appuyer sur d'importants investissements pour améliorer l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables. Le coût d'ensemble de ces investissements n'est pas connu précisément, mais l'exemple de certains domaines pour lesquels des estimations sont possibles, montre que cet effort devra être considérable.

A - La rénovation des logements

1 - « L'État exemplaire »

En application des engagements du Grenelle de l'environnement[108] et de l'article 48 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation

[108] Engagement n° 4 : « *bilan carbone de tous les bâtiments publics et rénovation thermique de ces bâtiments d'ici 2015, tous les bâtiments et équipements publics*

relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement les administrations de l'État doivent établir un bilan de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de gaz à effet de serre et engager un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d'amélioration de 20 % en 2015 et une réduction des consommations d'énergie d'au moins 40 % et des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 50 % dans un délai de dix ans.

Le coût total de ce programme de rénovation thermique est estimé à 24 Md€, dont 10 Md€ pour l'État seul.

2 - La construction de logements neufs

Le programme national d'amélioration de l'efficacité de 2011 reposait sur une hypothèse de construction de 400 000 logements neufs par an dont 58 % de maisons individuelles, le rapport RMS de 2013 sur une hypothèse de construction de 500 000 logements neufs par an dont 51 % de maisons individuelles. Ces deux chiffres constituent une rupture par rapport à la moyenne des mises en chantier sur les dix dernières années qui est de 376 000 logements par an sur le territoire métropolitain. Depuis 1987, le chiffre des mises en chantier n'a dépassé les 400 000 qu'à trois reprises (2005, 2006 et 2007). Le surcroît d'investissement par rapport au rythme de construction actuel serait supérieur à 15 Md€ par an.

3 - La rénovation thermique

900 000 rénovations thermiques lourdes par an sont nécessaires de 2013 à 2020 pour le scénario AMS du RMS de 2013. Les investissements nécessaires pour ces rénovations peuvent être estimés, sur la base de 350 à 450 € le m² et d'une surface moyenne de 90 m², entre 28 et 36 Md€ par an pour 900 000 rénovations lourdes et entre 15 et 20 Md€ par an pour 400 000 rénovations. Ces chiffres sont à comparer avec le chiffre d'affaires annuel de la réhabilitation de logements (c'est-à-dire pas seulement la rénovation thermique) estimé à 40 Md€ en 2008.

Cette fourchette est une estimation basse car elle n'inclut pas les investissements correspondants aux rénovations légères, dont l'estimation n'est pas disponible, compte tenu de l'absence de visibilité.

---

devront être construits à partir de 2010 en norme BBC (50 kwh/m²) ou seront à énergie passive ou positive »).

4 - Le tertiaire

Les scénarios de la direction générale de l'énergie et du climat partent d'une hypothèse de continuation de la dynamique de croissance des surfaces par employé constatée sur la période 2000-2010. Cette hypothèse conduit à un parc de bâtiments tertiaires de 1 120 Mm² à l'horizon 2030 contre 920 Mm² en 2010, soit un accroissement annuel moyen de 10 Mm² (contre 12 Mm² entre 2000 et 2010 et 14 Mm² entre 1990 et 2000).

S'agissant du rythme de rénovation thermique des bâtiments existants, le ministère constate que « *peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (L'observatoire régional de l'immobilier d'entreprise en Île-de-France) avance un chiffre compris entre 0,8 % et 1,4 % pour les bureaux franciliens* ». Un rythme de 1 % de rénovation du parc est proposé pour le scénario AME. L'impact sur les besoins unitaires de l'existant par rapport à 2005 devient alors : - 2 % en 2010 et - 6 % en 2020, - 9 % en 2030.

En revanche, s'il l'on veut tenir l'objectif d'une réduction de 38 % de baisse de la consommation d'énergie (qui est une donnée du scénario AMS), il faut rénover 50 % du parc public et privé. Cela devrait se traduire par le passage d'un rythme de 1 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation moyenne, rythme déjà lui-même incertain, à un rythme de 5 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation profonde par an.

B - Les énergies renouvelables

1 - L'estimation des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs 2020

Sur la base des estimations de puissance installée nécessaire pour atteindre les objectifs fixés en matière d'énergie renouvelables, déterminées dans le plan national d'action 2009 – 2020, et des coûts moyens d'investissement calculés par l'ADEME, il est possible d'estimer grossièrement le montant des investissements nécessaires.

Tableau n° 27 Coûts d'investissement par filière (ADEME)

Filière		€/kW
Hydroélectricité	<1MW	2000-8000
	de 1 à 10 MW	1600-6000
	> 10 MW	1400-5000
Éolien	terrestre	1126- 1856
	en mer	3000 - 3900
	Dont raccordement à la côte	481 - 1170
Solaire photovoltaïque Nord et Sud de la France	résidentiel et intégré au bâti 2 à 4 kWc	2200 - 4805
	commercial/industriel 100 à 500 kWc	1900 - 4004
	centrales au sol 2500 kWc	1850-3204
Solaire thermique	€/m^2	1136- 1462
Solaire thermodyn.	miroirs parabolique & Fresnel	2700- 7500
	centrale à tour	4850-8100
Géothermie profonde	pour production de chaleur	1500-3900
	pour production d'électricité,	2000-4500
Pompes à chaleur	géothermiques collectives	500-1800
	Individuelles	700-1080
Biomasse[109]	bois domestique app.indépendant	150-350
	Bois domestique chauffage central	250-600
	collective (avec ou sans réseau de chaleur)	800-1700
	industrielle	300-1000
	Cogénération (€/kWe)	2500-6500
Méthanisation		2200 - 9900

Source : Cour des comptes-Données ADEME, ND : non disponible

Pour l'électricité renouvelable de source éolienne, solaire et biomasse, qui seront les principales filières mobilisées d'ici 2020, les estimations d'investissements nécessaires sont synthétisées dans le tableau suivant :

[109] La Commission de régulation de l'énergie n'a pas établi de comparaison sur la biomasse considérant en raison, d'une part, des particularités des installations supportées par l'ADEME qui produisent uniquement de la chaleur et de celles soutenues via les appels d'offres qui produisent de l'électricité et ont donc des productions thermiques et électriques qui ne peuvent être rapportées directement. D'autre part, selon la CRE, les puissances unitaires des projets soutenus par l'une et l'autre sont très différentes et ne peuvent être directement comparées.

Tableau n° 28 Estimation des investissements nécessaires 2005-2020 pour atteindre les objectifs du PEC en matière d'énergies renouvelables

	Puissance installée en 2005 (GW)	Objectif 2020 (GW)	Puissance supplém.	Fourchettes de coûts ADEME – CRE (€/kW)	Investissements nécessaires (M€)
Eolien terrestre	0,871	19,00	18,113	1126-1856	20 413 – 33 647
Eolien en mer	0	6,00	6,00	3000 - 3900	18 000 – 23 400
Photovoltaïque	0,025	4,86	4,84	1900 - 4805	9 186 – 23 232
Solaire concentration	0	0,54	0,50	2700 - 8100	1 458 – 4 374
Electricité biomasse	0,707	3,01	2,30	2500 - 6500	5 750 – 14 950
Chaleur renouvelable					10 000([1])
Total					64 807 – 109 603

Source : Cour des comptes à partir des données du plan national d'actions et ADEME

(1) *Plus de la moitié (5,5 Mtep) de l'objectif de progression d'énergie renouvelable thermique entre 2006 et 2020 (10,3 Mtep) doit être financé par le fonds chaleur. Dans le secteur de la chaleur à usage collectif et industriel, le CGDD reprend les perspectives de l'ADEME qui considère qu'avec le maintien du fonds chaleur jusqu'en 2020 au niveau de 2011, 5,4 Md€ d'investissements seraient réalisés sur la période, pour une aide de 1,8 Md€. En extrapolant sur cette base, les investissements supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs du PEC en matière de chaleur renouvelable pourraient donc approximativement être estimés à une dizaine de Md €.*

On peut ainsi estimer que pour atteindre les objectifs, les investissements nécessaires sur la période 2005-2020 pour développer les énergies renouvelables devraient s'élever à un montant compris entre 65 et 110 Md€. Compte-tenu de la situation des puissances installées à fin 2012 et du retard qui est d'ores et déjà enregistré en la matière : 40 % dans l'éolien terrestre, 0 % dans l'éolien maritime et 36 % dans le photovoltaïque, l'effort à réaliser serait plus légèrement plus important que celui déjà accompli. Sur cette base de calcul, il resterait, en effet, encore à investir entre 36,8 et 59,7 Md€ d'ici à 2020 ; soit, comparé à la période 2005-2012, un accroissement de l'ordre de 0,5 Md€ par an.

2 - Un système électrique qui devra s'adapter aux énergies renouvelables

Au-delà des capacités de production, il est également nécessaire d'adapter les réseaux électriques pour accueillir l'électricité de source renouvelable. Des investissements supplémentaires sont donc à prévoir dans ce secteur.

Le système électrique français s'est développé selon une logique centralisée : de grosses unités de production, nucléaires ou localisées à proximité de la ressource primaire (bassins hydraulique, terminal méthanier, etc.), sont connectées aux réseaux de transport à des niveaux de tension élevés pour délivrer leur production aux centres de consommation. Il offre aux consommateurs la garantie de fourniture d'électricité de qualité constante sans considération de la disponibilité locale d'une quelconque production. Or le développement des installations à base d'énergies renouvelables répond à une logique plus décentralisée et pose ainsi des difficultés d'adaptation des réseaux.

L'intégration des productions renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, aux réseaux électriques nécessite des investissements (lignes nouvelles, postes de raccordements, etc.).

Pour sa part, RTE évalue à environ 1,2 Md€, le montant des charges de raccordement et de renforcement du réseau de transport qui lui reviennent et qui sont nécessaires à l'intégration des 19 GW d'éolien terrestre et 8 GW de solaire anticipés. Sur ce montant, l'entreprise considère que la part qui devra être financée via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)[110] s'élève à 480 M€. Avec un facteur optimiste de charge de 25 %, le coût d'intégration au réseau de transport atteindrait 177,8 M€/GW.

De son côté, ERDF évalue le coût d'adaptation du réseau de distribution qui lui revient à 4,3 Md€, soit 300 M€/GW pour le photovoltaïque et à 100 M€/GW pour l'éolien terrestre. Les estimations de la Commission de régulation de l'énergie réalisées en 2011[111], sont de deux à trois fois inférieure à celle d'ERDF.

---

[110] Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité est un tarif administré destiné à rémunérer les gestionnaires de réseau pour le transport et la distribution d'électricité. Il est facturé aux consommateurs et représente un peu plus de 40 % du prix de l'électricité facturé.

[111] Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Ainsi, ces coûts d'intégration sont, au total, estimés à 5,5 Md€ à l'horizon 2020 par les deux gestionnaires principaux, RTE et ERDF.

À titre de comparaison, ces mêmes coûts d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux en Allemagne sont aujourd'hui beaucoup plus élevés. L'Allemagne[112] doit, en effet, faire face à des investissements indispensables d'ici 2022 dans les réseaux pour un montant évalué par les gestionnaires entre 19 et 23 Md€[113], sans compter le coût du raccordement des parcs éoliens en mer qui pourrait atteindre 12 Md€[114].

À ces coûts d'intégration dans les réseaux, s'ajouteront des investissements nécessaire aux capacités de gestion de la pointe (unités de « back up » thermiques, réseaux « intelligents », stockage, interconnexions de réseaux) au fur et à mesure de la montée en puissance des énergies renouvelables. Ces investissements n'ont pas encore été chiffrés par les gestionnaires de réseau.

C - Transports : des investissements considérables pour des retombées environnementales négligeables

Le schéma national des infrastructures de transports[115] (SNIT) prévoyait à lui seul un investissement de l'ordre de 240 Md€ sur 25 ans. Toutes mesures confondues, la mise en œuvre du PEC pourrait nécessiter au minimum entre 98 et 171 Md€, sans compter les investissements relatifs au SNIT dont on sait maintenant qu'ils seront pour nombre d'entre eux reportés au-delà de 2030. La commission Mobilité 21 a en effet proposé deux scénarios pour le SNIT : un scénario A où, outre les projets déjà partis, seraient financés en première priorité pour 8 à 10 Md€ de travaux et en seconde priorité, c'est-à-dire pour après 2030, de 82 à 94 Md€ de projets. Le scénario B, verrait un financement de 28 à 30 Md€ pour les premières priorités et de 65 à 76 Md€ pour les secondes priorités. Pour les deux scénarios A et B, une liste de projets encore plus lointains a été estimée à 35 à 46 Md€.

---

[112] Pour mémoire, la production électrique en 2010 s'est élevée en France à 564 TWh et en Allemagne à 622 TWh. La différence d'évaluation n'est donc pas liée au niveau de production.

[113] Selon une étude de KfW-Research Akzente (n° 48, August 2011) – « Energiewende in Deutschland – Ein Einstieg in das postfossile Zeitalter ? », les estimations construites en regroupant un ensemble d'études antérieures à la catastrophe de Fukushima l'évaluent entre 10 et 29 Md€.

[114] Le raccordement des parcs éoliens en mer français ne nécessite pas, contrairement à l'Allemagne, de construction de nouvelles lignes haute tension à terre, seul l'acheminement jusqu'aux postes électriques côtiers est nécessaire.

[115] Le schéma national des infrastructures de transports a été réexaminé en juin 2013 par la commission « Mobilité 21 » pour un nouveau schéma de mobilité durable.

Comme déjà été abordé plus haut, prenant conscience des faibles retombées environnementales de la programmation sur les transports, le document de politique transversale de lutte contre le changement climatique annexé à la loi de finances initiale 2014 vient de changer les règles servant à l'évaluation des crédits alloués à la politique climatique. Jusqu'à présent, une part « climat » forfaitaire de 50 % était retenue pour l'ensemble des dépenses pour les transports. Désormais, la part climat des dépenses est obtenue à partir des gains d'atténuation des émissions, tels que présentés dans les évaluations socio-économiques des projets du SNIT, valorisée en utilisant la valeur tutélaire du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Pour les dépenses correspondant au développement de nouvelles infrastructures, les parts climat retenues sont désormais de 8 % pour le fer, 5 % pour le fluvial et maritime, 1,5 % pour les transports collectifs et 0 % pour les infrastructures routières et aéroportuaires.

D - Investissements : éléments d'ensemble

1 - Rappel des coûts sectoriels

Tableau n° 29 Les coûts sectoriels d'investissement récapitulation

Secteur	Programme	Investissements en Md€	Observations
Logement	« L'État exemplaire »	24,0	Engagements à réaliser d'ici 2020; dont 10 Md€ pour l'État seul
	Construction logements neufs	15,0	Surcroît d'investissement annuel par rapport au rythme actuel moyen de construction
	Rénovation thermique	28-36 15-20	Investissement annuel pour 900.000 rénovations Idem, si 400.000
Transports	SNIT – priorité n° 1 Commission Duron + LGV Bordeaux – Toulouse	42 à 53,4	Engagements avant 2030 ; alors que 50 % de ce total étaient jusqu'alors affectés au PEC, la LFI 2014 vient de modifier les coefficients : 8 % pour le ferré, 5 % pour le fluvial et maritime, 0 % pour la route et les aéroports.
	SNIT, 2de priorité	57,6 à 69,3	Engagements 2030-2050 ; Coefficients comme ci-dessus
EnR	plan national d'action 2009 – 2020	64,8 à 109,6	Dont 36,8 à 59,7 Md€ restent à réaliser d'ici à 2020
	coûts d'intégration	5,5	à l'horizon 2020

Le tableau ci-dessus récapitule les estimations disponibles, et pour certaines arrêtées dans leur principe, concernant les investissements liés à la transition énergétique qui ont été mentionnées dans le chapitre précédent.

2 - Investissements actuels et besoins futurs : l'évaluation du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu au cours du premier semestre 2013, le groupe 4 de travail du conseil national (CNDTE), dont les travaux ont déjà été évoqués, est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité, ainsi que les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050.

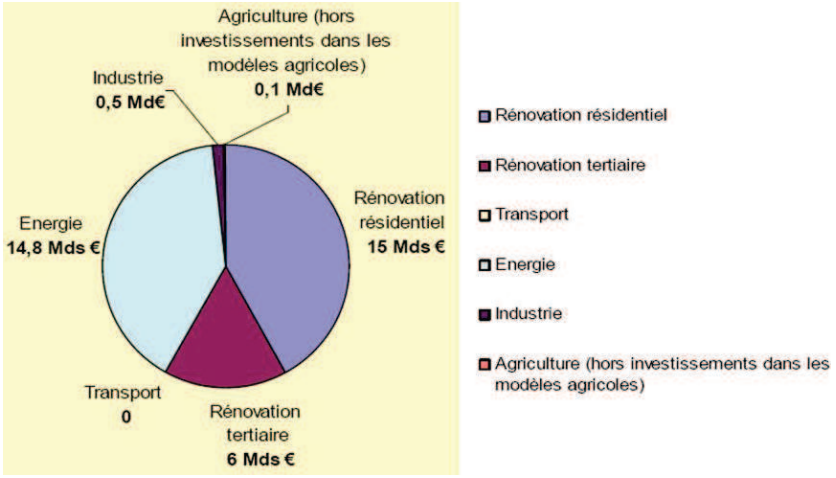


Figure 22. Répartition des investissements énergétiques par secteurs (Source : rapport du groupe de travail n° 4 du CNDTE)

Le groupe de travail a ainsi analysé les investissements actuellement réalisés dans les différents secteurs d'activité (bâtiment, énergie, transport, industrie, agriculture). Parmi ces investissements globaux, estimés à 150 Md€ annuels, ceux spécifiquement consacrés à la réalisation des objectifs de la transition énergétique ont été évalués à 37 Md€, soit environ 25 % de l'ensemble des investissements de ces secteurs. Ils se répartissent de la manière décrite dans la Figure 22.

Pour l'avenir, les investissements sont estimés, selon plusieurs scénarios, de manière à ce que leurs trajectoires respectent les objectifs fixés aux différents horizons : le facteur 4 à l'horizon de 2050, les 3x20

en 2020, la réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique à partir de 2025, ainsi que l'objectif de réduction de l'intensité énergétique de 2 % par an en 2015, ainsi que celui de 2,5 % par an d'ici 2030 fixé par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi POPE) adoptée le 13 juillet 2005 dans le cadre de quatre scénarios d'ensemble.

Tableau n° 30 Principales caractéristiques des quatre scénarios proposés par le CNDTE

TRAJECTOIRE	DEC	DIV	EFF	SOB	Actuel 2010
Consommation d'énergie primaire 2050 (Mtep)	260*	189*	108	84	265
Part de l'énergie nucléaire en 2050 (%)	70*	50	25	0	84
Durée de vie des centrales nucléaires (ans)	Trois jeux d'hypothèses : a) 40 ans pour toutes les trajectoires b) 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB c) 55 ans pour toutes les trajectoires				-
CO_2 énergie 2050 (Gt)	102*	115*	61	25	381
Production d'électricité 2050 (TWh)	886	596	399	431	541

Source : rapport groupe 4 du Conseil national du débat sur la transition énergétique

Les investissements sont estimés selon trois hypothèses de durée de vie des centrales nucléaires (40, 45 et 55 ans).

Les investissements énergétiques annuels dans les quatre trajectoires sont estimés dans une fourchette comprise entre 47 à 76 Md€ selon les scénarios, les années considérées et pour les durées de vie des centrales nucléaires pris en compte. Ils comprennent les renouvellements fatals d'équipements arrivant en fin de cycle au cours du demi-siècle. Par rapport à l'estimation des investissements énergétiques actuels, soit 37 Md€, cette fourchette représente donc un accroissement des investissements annuels qui est compris entre + 11 et + 40 Md€. Soit, en définitive, une augmentation représentant entre 0,5 et 2 points de PIB pendant plusieurs décennies. C'est donc bien un effort considérable qui serait ainsi à réaliser.

V - Union européenne : une politique commune, des situations nationales différentes

La mise en œuvre du Paquet énergie-climat (PEC) est une politique européenne déclinée au niveau national. Certains Etats sont ainsi plus en avance que d'autres, même s'ils sont nombreux à connaître des difficultés.

A - Union européenne : la situation en 2011

Les Etats membres de l'Union européenne se sont tous engagés à augmenter la part d'énergies renouvelables dans leur consommation finale brute, à réduire leurs émissions de GES et à améliorer leur efficacité énergétique.

Bien que les objectifs nationaux du PEC soient supposés avoir tenu compte des différences dans les situations de départ, du potentiel d'énergies renouvelables et des performances économiques de chaque État membre, tous ne sont pas au même niveau de réalisation (cf. Annexe III).

Si tous les Etats de l'Union ont augmenté la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de 2004 à 2011. Globalement, elle atteint désormais 13 % en 2011, pour un objectif fixé à 20 % en 2020, alors qu'elle n'était que de 7,9 % en 2004, la situation n'en est pas moins très contrastées au regard des cibles 2020. Le tableau suivant montre l'évolution constatée dans les différents Etats, classés de manière croissante en fonction de l'écart restant à parcourir entre leur situation en 2011 et l'objectif fixé pour 2020.

Tableau n° 31 Evolution de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie des Etats membres de l'Union européenne

En %	2004	2006	2008	2010	2011	objectif 2020
UE 27	***7,9***	***8,5***	***9,6***	***12,1***	***13***	***20***
Estonie	18,4	16,1	18,9	24,6	25,9	25
Bulgarie	9,2	9,3	9,5	13,4	13,8	16
Suède	38,3	41,7	43,9	47,9	46,8	49
Roumanie	17,0	17,1	20,1	22,9	21,4	24
Lituanie	17,2	16,6	16,9	19,8	20,3	23
Norvège	58,6	60,6	61,7	61,4	64,7	67,5
Autriche	22,8	24,4	26,9	30,4	30,9	34
Rép. Tchèque	5,9	6,4	7,2	8,4	9,4	13
Slovaquie	6,7	6,5	7,5	8,5	9,7	14
Croatie	15,2	13,8	12,2	14,6	15,7	20
Pologne	7,0	6,9	7,2	9,3	10,4	15
Espagne	8,1	9,0	10,1	13,8	15,1	20
Hongrie	4,4	5,0	5,6	7,6	8,1	13
Italie	4,9	5,4	6,3	9,8	11,5	17
Allemagne	4,8	5,5	7,3	10,7	12,3	18
Portugal	19,3	20,6	22,3	22,7	24,9	31
Slovénie	16,1	15,5	14,6	19,6	18,8	25
Finlande	29,0	29,8	30,5	31,0	31,8	38
Grèce	7,1	7,2	8,0	9,2	11,6	18
Danemark	14,9	16,4	18,6	22,0	23,1	30
Lettonie	32,8	31,1	29,8	32,5	33,1	40
Chypre	2,7	2,8	3,7	4,6	5,4	13
Luxembourg	0,9	1,5	1,8	2,9	2,9	11
Belgique	1,9	2,6	3,0	4,0	4,1	13
Irlande	2,4	3,1	3,6	5,6	6,7	16
Pays-Bas	1,8	2,2	2,7	3,3	4,3	14
Royaume-Uni	1,1	1,4	1,9	3,3	3,8	15
France	9,1	9,1	9,9	11,4	11,5	23

Source : Eurostat, 26 avril 2013

Les plus fortes proportions d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2011 sont observées en Suède (46,8 %), en Lettonie (33,1 %) et en Autriche (30,9 %) et les plus faibles à Malte (0,4 %), au Luxembourg (2,9 %), au Royaume-Uni (3,8 %), en Belgique (4,1 %) et aux Pays-Bas (4,3 %). Depuis 2004, les hausses les plus élevées de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie ont été enregistrées en Suède (de 38,3 % en 2004 à 46,8 % en 2011), au Danemark (de 14,9 % à 23,1 %), en Autriche (de 22,8 % à 30,9 %), en Allemagne (de 4,8 % à 12,3 %) et en Estonie (de 18,4 % à 25,9 %).

Les États du Nord de l'Europe et de l'Europe centrale sont les plus proches de leur objectif, alors que les grands Etats en sont les plus éloignés, notamment la France, située en dernière position. Cette situation s'explique par une position de départ très favorable du fait d'un potentiel hydraulique important (Suède, Norvège, notamment) ou par des objectifs peu ambitieux, car peu éloignés de la situation constatée en 2008 (Bulgarie, Suède, Roumanie, notamment). En revanche, les Etats les plus riches sont également ceux dont les objectifs ont affiché le plus d'ambition (France, Pays-Bas, Royaume-Uni, Allemagne, notamment).

Du fait de son potentiel hydraulique, la France, bien que la plus éloignée de son objectif, se caractérise, toutefois, par une part de renouvelables qui n'est pas la moins élevée. Ainsi, avec 13,1 % d'énergies renouvelables dans sa production totale d'énergie en 2011, la France disposait d'une proportion d'énergies renouvelables supérieure à celle de ses voisins frontaliers et de la moyenne de l'ensemble des pays de l'Union européenne, à l'exception de l'Espagne, ce qui en fait l'un des pays les plus producteurs d'énergies renouvelables en Europe au regard de sa consommation.

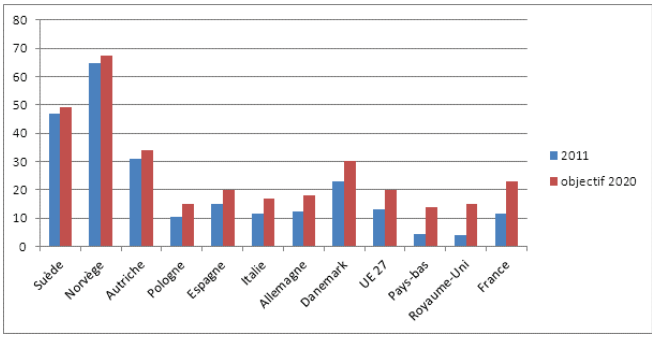


Figure 23. Part d'énergie renouvelable (en %) dans la consommation finale brute d'énergie obtenu en 2011 et objectifs 2020 pour différents pas de l'Union (Source : Cour des comptes à partir des données Eurostat.)

Considérée en termes d'émissions de GES, la situation de la France est bonne, du fait d'une électricité très peu carbonée.

Le tableau ci-dessous reporte les évolutions des émissions de CO_2 de la plupart des membres de l'Union européenne. Tous les Etats les plus importants de l'Union voient leur intensité énergétique diminuer très sensiblement depuis 2000. Les Etats les moins émetteurs restent depuis 1990 la Suède et la France. Les évolutions sont parallèles mais les pays d'Europe de l'est, dont l'Allemagne réunifiée, partant en 1990 de niveaux très élevés d'émission ont en valeur absolue réalisé les plus grands gains.

Tableau n° 32 Intensité des émissions de CO_2 par rapport au PIB (ordonnée en ordre croissant 2009)

tonne CO_2/M€ '2005	1995	2000	2005	2008	2009
EU-27	499	433	410	373	358
Suède	289	232	207	185	184
France	**296**	**273**	**259**	**231**	**227**
Danemark	399	308	269	259	256
Autriche	338	300	333	285	270
Irlande	457	365	309	288	275
Royaume-Uni	433	368	325	298	283
Italie	366	348	352	328	311
Espagne	428	431	442	381	355
Allemagne	484	425	402	367	360
Finlande	547	433	377	353	363
Luxembourg	515	383	444	369	370
Portugal	460	455	463	399	388
Pays-Bas	542	463	470	420	417
Belgique	574	518	506	477	431
Slovénie	774	634	581	542	523
Grèce	753	739	647	587	569
Hongrie	986	814	692	611	589
Lituanie	1367	860	705	608	621
Slovaquie	1754	1361	1081	806	761
Roumanie	2094	1586	1333	1077	946
Rep. Tchèque	1689	1490	1200	996	984
Pologne	2280	1535	1308	1122	1056

Source : Cour des comptes d'après les données de "EU ENERGY in figure s – pocketbook 2012 »

La figure suivante décrit l'évolution de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (CO_2 et autres GES) des sept principaux pays européens. L'Allemagne demeure l'État le plus émetteur de ce groupe, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

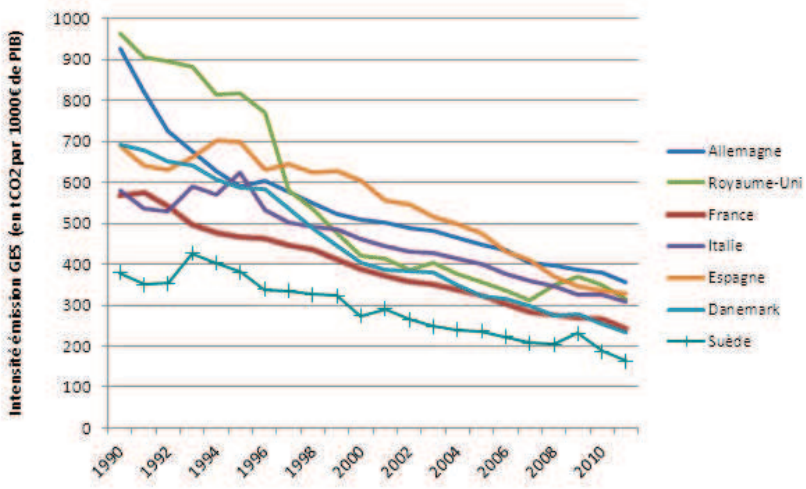


Figure 24. Intensité des émissions totales de GES (par rapport aux PIB) des principaux pays de l'U de 1990 à 2011 (Sources : Cour des comptes, d'après les données Eurostat et Banque mondiale)

L'évolution des émissions par habitant confirme le constat précédent d'évolution parallèle et de bon positionnement de la France.

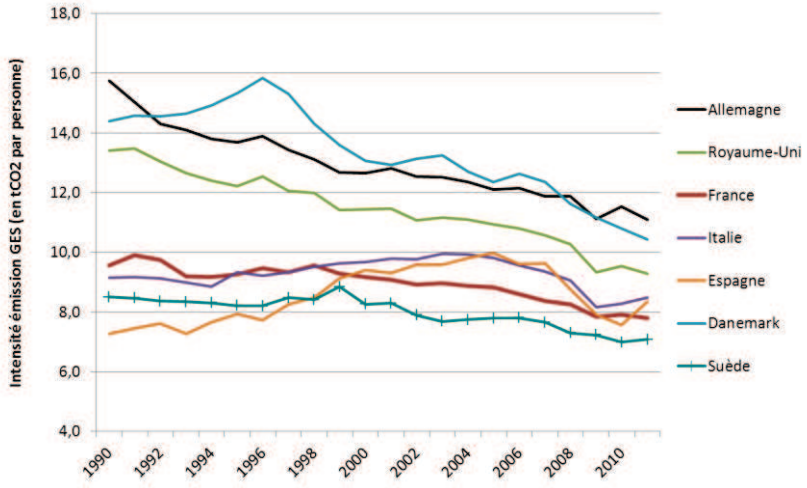


Figure 25. Intensité des émissions totales de GES par habitant (1990-2011 (Sources : Cour des comptes, d'après les données Eurostat et de la Banque mondiale)

B - L'Allemagne : une politique énergétique ambitieuse et risquée

L'*Energiewende* est un pari technologique, économique et social, dont la mise en œuvre va s'étaler sur plusieurs décennies.

Les besoins d'investissement sont considérables en Allemagne, tant dans les capacités de production d'énergies renouvelables que dans les réseaux, qui doivent être développés pour évacuer l'électricité renouvelable et la transporter vers les zones de consommation. Vient s'y ajouter la rénovation des bâtiments.

Le coût de la transition énergétique est encore très incertain, avec des estimations variant entre 15 et 25 Md€/an (estimation de la banque publique kfW). De 2011 à 2020, ces investissements sont estimés par la banque kfW entre 350 et 415 Md€, soit un effort de l'ordre de 1 à 1,2 % du PIB allemand pendant une dizaine d'années. En mai 2012, une estimation des opérateurs de réseau a situé la facture de la sortie complète du nucléaire avant 2022 entre 200 et 400 Md€[116]. La transition énergétique totale, à l'horizon 2050, devrait nécessiter, selon une étude de l'université de Stuttgart, plus de 2 000 Md€.

[116] Cité dans la note n° 281 du centre d'analyse stratégique (CAS) «La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? » septembre 2012.

Tableau n° 33 Investissements nécessaires à l'*Energiewende* jusqu'en 2020

Secteur	Montant en Md€
Développement des EnR électriques	145
Chaleur renouvelable	62
Amélioration de l'efficacité énergétique	130 – 170
Développement des réseaux	10 à 29
Centrales thermiques (10 GW à construire)	5,5 à 10
Total	352 à 416

Source : KfW-Research (août 2011), cité par le centre d'analyse stratégique (note 281)

Le coût du développement des énergies renouvelables et des infrastructures ainsi que l'internalisation du coût CO_2 risquent d'entraîner une hausse significative des prix de l'électricité. À court terme, la perte de capacités nucléaires a entraîné une hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros de + 10 %. Le gouvernement prévoit néanmoins d'accorder des compensations aux industries fortement consommatrices d'énergie (de l'ordre de 500 M€/an), afin de limiter l'impact d'une hausse des prix de l'électricité sur leur compétitivité. De ce fait, le coût de la transformation énergétique sera donc porté essentiellement par le secteur énergétique, qui la répercutera sur les ménages (plusieurs opérateurs ont augmenté leurs prix de vente de 5 à 7 % à partir du 1er janvier 2012). Selon l'agence fédérale de l'énergie, la transition énergétique entraînera une hausse des prix de l'électricité des particuliers de + 20 % d'ici 2020.

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne repose sur un système de soutien, mis en place en 1991, qui garantit aux producteurs d'électricité renouvelable un tarif d'achat préférentiel (pendant vingt ans) et un accès prioritaire au réseau. Le surcoût de ce système est, contrairement au cas de la France, intégralement supporté par les consommateurs particuliers et les PME, de façon à préserver la compétitivité des entreprises électro-intensives[117]. Il est estimé à 20,4 Md€ en 2013 (soit 53 €/MWh), en hausse de près de 50 % par rapport à 2012. Le tarif de l'électricité payé par un ménage allemand

[117] La Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête sur ces exemptions dont bénéficient les gros industriels, considérant que ce régime dérogatoire qui a bénéficié à 1.700 entreprises correspond à une aide de 4 Md€. En 2014, cette aide devrait être de 5 Md€ bénéfice de 2800 entreprises.

(247 €/MWGH en 2011 et 263 €/MWh en 2013) est près de deux fois plus élevé qu'en France[118].

Toutefois, la répartition inégale des coûts entre les agents économiques fait aujourd'hui l'objet d'une vive controverse : les gros industriels bénéficient d'allégements, afin de préserver leur compétitivité, ce qui renchérit de facto la facture des ménages, notamment les plus modestes.

Les énergies renouvelables ont incidemment contribué à la compétitivité de l'agriculture allemande

En 2007, les exportations agroalimentaires de l'Allemagne ont commencé à dépasser les exportations françaises, ce qui a été une surprise pour beaucoup d'observateurs. Le président de la FNSEA explique ainsi que, voulant comprendre la compétitivité de la filière porcine allemande par rapport aux difficultés de la filière française, les exploitants allemands lui ont montré les toits de leurs hangars recouverts de panneaux photovoltaïques chinois. L'obligation d'achat et le tarif généreux de l'électricité produite ont contribué à cet essor de la compétitivité agricole allemande.

Les subventions, accordées sous forme d'un prix garanti payé aux producteurs solaires pour chaque kilowattheure produit, associées au prix bas des panneaux solaires en provenance d'Asie, ont en effet suscité en Allemagne un véritable engouement pour le photovoltaïque, notamment auprès des agriculteurs. Il n'est en effet que de voyager en Allemagne pour observer les hangars couverts de panneaux. C'est pourquoi, actuellement, un agriculteur allemand a plusieurs activités : l'agriculture, l'élevage industriel mais aussi une implication dans les énergies renouvelables grâce à une installation photovoltaïque, au biogaz ou aux biocarburants[119].

En cumulé sur 20 ans (durée des contrats d'achat à tarif garanti), les coûts atteindront 150 Md€ sur la période 2012 à 2032, rien que pour les installations mises en fonction avant 2013. Ils continueront d'augmenter inexorablement, avec le développement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, et ne pourront être maîtrisés qu'avec d'importants développements technologiques. Bien que ce gigantesque

[118] Les ménages allemands consomment néanmoins 30 % moins d'électricité - différence liée au moindre rôle du chauffage électrique - si bien que leur facture d'électricité est en réalité 1,5 fois plus élevée.

[119] Ce modèle commence à être copié en France, comme le montre l'investissement de 51 M€ de la caisse des dépôts et consignations, dans le sud de la France, d'une douzaine de serres photovoltaïques surmontées de panneaux photovoltaïques d'une puissance totale installée de 22 MW. En profitant du tarif d'achat de 20,2 c€ garantis dur 20 ans, « *ce modèle permet de redonner de la compétitivité au maraîchage très consommatrice de main-d'œuvre* » (Les Echos, 28 août 2013).

projet industriel offre des opportunités significatives pour les entreprises allemandes, il présente des risques industriels et sociétaux certains et pose clairement la question de la soutenabilité du modèle économique de la transition énergétique allemande.

La situation de l'Allemagne est décrite en détail dans l'Annexe III qui développe aussi un parangonnage avec l'application du Paquet énergie climat dans d'autres pays européens : Royaume-Uni, Espagne, Italie, Suède et Danemark, ainsi qu'une analyse de la situation au Japon après Fukushima.

C - Une politique vertueuse en Allemagne peut en France nuire au climat, et réciproquement

1 - En France, le photovoltaïque à base de panneaux importés est négatif pour le climat

Une analyse chiffrée, développée dans l'annexe IV, montre que le carbone émis en Chine pour la fabrication des panneaux de silicium n'est pas compensé par les réductions d'émission réalisées pendant toute la durée de fonctionnement de systèmes photovoltaïques positionnés en France métropolitaine.

La fabrication du silicium est en effet énergétivore et utilise beaucoup d'énergie électrique qui, en Chine, est fortement carbonée en raison de l'utilisation massive du charbon. Certes, une fois assemblés dans des systèmes de production photovoltaïque, ils permettent d'éviter des émissions de CO_2. Toutefois, l'électricité étant très peu carbonée actuellement en France, la réduction des émissions sur une durée de vie de 25 ans du dispositif compense à peine les émissions produites pendant la fabrication.

À cet effet, vient ce surajouter la nécessité d'adjoindre aux EnR des productions complémentaires carbonées de « *back-up* », de telle sorte que le bilan devient alors négatif pour l'environnement. Il faut noter que cette situation ne porte pas à conséquence sur les objectifs de la France dans le cadre du PEC puisque ces émissions sont comptabilisées en Chine.

Ceci conduit toutefois à un questionnement sur la pertinence, sinon la sincérité, des objectifs du Paquet énergie-climat vis-à-vis du climat. Ce débat entre le concept d'empreinte carbone des français qui continue à augmenter, et les émissions purement nationales qui diminuent, est détaillé dans l'annexe IV.

2 - Le véhicule électrique est pertinent en France, moins dans la plupart des pays de l'Union européenne

Aussi paradoxal que cela puisse paraître, les véhicules particuliers électriques ne présentent pas un bilan global, « du puits à la roue[120]», qui soit systématiquement à leur avantage par rapport aux autres modes de transport, notamment au véhicule thermique. En effet, si le véhicule électrique est nettement plus efficace énergétiquement que son équivalent thermique et produit donc moins de CO_2 à l'usage, il fait, toutefois, appel à une chaîne de production et de distribution d'énergie qui est moins efficace énergétiquement : le facteur CO_2 de la production d'électricité est l'élément sensible.

Quelles que soient donc les hypothèses retenues, en termes de réduction des émissions de CO_2 la voiture électrique est actuellement pertinente en France et dans les pays dont la production électrique est faiblement émettrice. Il est beaucoup moins évident qu'elle le soit ailleurs (cf. annexe IV).

CONCLUSION

Depuis 2005, les émissions de gaz à effet de serre ont baissé en France de plus de 13 %, pour atteindre 474 MteqCO_2 en 2011. L'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO_2) sera donc largement dépassé. Toutefois, cette situation est le résultat d'évolutions contrastées selon les secteurs. Elle a, pour une large part, été obtenue, grâce à la réduction très nette par l'industrie des émissions de gaz autres que le CO_2 et en raison des conséquences de la crise économique. L'agriculture a également connu une baisse, d'ampleur limitée, du fait de la réduction des émissions de protoxyde d'azote et de meilleures pratiques culturales. Le secteur logement-tertiaire connaît surtout des fluctuations annuelles en fonction de la rigueur du climat, sans qu'une réelle tendance à la baisse puisse être dégagée. Enfin, le secteur des transports a connu une hausse de ses émissions de 1990 jusqu'en 2004, que la baisse enregistrée depuis lors n'a pas encore permis d'effacer.

En l'état actuel des prévisions, les objectifs 2020 en matière de réduction d'émission de GES et d'efficacité énergétique paraissent

[120] L'expression « du puits à la roue » traduit le cycle sur lequel l'évaluation des consommations énergétiques ou émissions de CO_2 est observée. Ainsi, la partie de production et transformation d'énergie est prise en compte dans les comparaisons.

pouvoir être atteints. Il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes, notamment en matière de construction de logements et de rénovation thermique. Cela rend une telle prévision particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait encore plus fragiliser la perspective de cette réalisation.

Le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire qui a été fixée. En revanche, avec 20,6 Mtep en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables (électricité et chaleur) affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour l'horizon 2020, du fait de ce retard, atteindre les objectifs, supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 de l'électricité renouvelable et sept fois pour la chaleur renouvelable. Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît difficile.

Quant à la situation des partenaires européens de la France, tous les Etats les plus importants de l'Union européenne voient leur intensité énergétique diminuer depuis 2000. Les moins émetteurs demeurent depuis 1990 la Suède et la France.

La politique allemande de transition énergétique, l'Energiewende, repose sur une sortie rapide du nucléaire et une accélération de la mise en œuvre des énergies renouvelables. L'Allemagne a ainsi été pionnière du développement des EnR au niveau mondial et la production d'électricité renouvelable y a été multipliée par six en quinze ans, au prix d'un investissement considérable dans les installations photovoltaïques et éoliennes. La contrepartie en est que, du fait de la nécessité de faire appel à des énergies de soutien pour faire face à l'intermittence des EnR, l'Allemagne a, de fait, renoncé à la priorité de diminution des émissions de CO_2, celles-ci connaissant désormais, au contraire, une hausse. Au total, l'Allemagne continue d'être un grand émetteur, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

S'il est encore difficile d'en appréhender avec précision le montant, il apparaît néanmoins avec certitude que l'effort d'investissement requis par la transition énergétique sera considérable et devra porter sur plusieurs décennies. C'est ce que le récent «débat national sur la transition énergétique» a permis d'établir. Cet effort suppose, en effet, une augmentation des investissements consacrés à l'énergie que l'on peut estimer être, selon les différents scénarios retenus, comprise entre 0,5 et 2 points de PIB. Par rapport à la situation actuelle et aux 37 Md € aujourd'hui consacrés aux investissements énergétiques, ceci représente, en effet, un accroissement, variant entre + 30 % et un doublement.

Il convient, au demeurant, de souligner qu'un tel effort d'investissement ne se traduit ni nécessairement ni mécaniquement par la structuration de filières industrielles durables permettant de déboucher sur des créations d'emplois importantes. Le développement ou la consolidation d'une filière industrielle supposent que des conditions soient impérativement réunies, - loyauté de la concurrence internationale, stabilité des règles et des incitations, délai de mise en place d'une capacité de production, notamment - qui ne se limitent en rien à l'investissement, même massif, dans les biens qu'elles sont appelées à produire. L'investissement dans la transition ne saurait ainsi en lui-même passer pour le substitut d'une politique industrielle qui demeure ainsi indispensable.

Chapitre V

Incertitudes et défis

La mise en œuvre du Paquet énergie climat a révélé un ensemble de problématiques, en France et en Europe, qui, si elles ne mettent pas toutes en péril l'atteinte des objectifs du Paquet, doivent être considérées attentivement pour ses suites au-delà de 2020.

I - Modèles de simulation : une grande incertitude

Par sa nature même, la transition énergétique oblige à considérer des transformations profondes et une temporalité longue. Dans de telles conditions, choisir et décider, rend indispensable l'utilisation d'outils de modélisation. Leur objet est d'ailleurs ici bien moins de prévoir, que de simuler des situations économiques diversifiées et des scénarios contrastés permettant de comparer plusieurs possibles au regard des conditions qu'ils requièrent (l'investissement notamment), comme de leurs effets (emploi, balance extérieure, etc.).

Force est, aujourd'hui, de constater que les instruments existants sont, soit encore trop limités en regard de ce qu'ils permettent de prendre en compte, soit encore balbutiants (Cf. annexe VIII pour une présentation plus détaillée de cette analyse). En effet, les instruments actuellement disponibles relèvent, pour l'essentiel, d'une approche essentiellement physique, dite « technico-économique », ou encore « bottom up », qui ne s'articule que partiellement avec le champ économique.

A - La prévalence des modélisations « technico-économiques ».

1 - À propos des modèles technico-économiques.

Dans son analyse des scénarios de réduction d'émissions de GES[121], le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED) a examiné les neuf scenarios alors existants, n'en retenant que six[122] pour cause de « manque de données accessibles » pour les trois autres.

Ces modèles ont pour objet de figurer le réel à partir d'une représentation supposée fine, en l'occurrence celle du système énergétique. Aussi, donnent-ils « une description physique des technologies, des flux d'énergie et des équipements, le reste de l'économie étant exogène ». Le CIRED qualifie ces modèles de « technico-économiques » et, de façon plus imagée, de « modèles d'ingénieur ». À l'inverse, les modèles macroéconomiques « se concentrent sur la représentation de l'ensemble des interactions au sein de l'économie », en contrepartie, ils ne disposent que « d'une représentation très agrégée du système énergétique ».

À ces deux types opposés, s'ajoutent des modèles intermédiaires, qui s'efforcent de les hybrider pour « *capter les interactions entre les systèmes énergétiques et les mécanismes économiques*. »

Au terme de cette analyse, le CIRED conclut que « finalement, parmi ceux existants, seuls trois scenarios reposent véritablement sur des modèles formalisés ».

De surcroît, outre la prévalence générale de la démarche « d'ingénieur » ainsi constatée, dans l'autre moitié des scénarios faisant peu ou prou appel à des mécanismes économiques de quantification, aucun n'autorise un « bouclage », qui permettait de faire complètement le tour du circuit économique et ainsi d'évaluer les besoins d'investissement, leur possible financement par la baisse de la facture énergétique, ni même leurs conséquences sur l'emploi.

---

[121] Scenarios de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour la France, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement, S. Mathy, R. Bibas, mai 2010. Outre l'analyse détaillée de ces différents scenarios, le lecteur intéressé trouvera à la fin de cette étude une abondante et très complète bibliographie sur le sujet de la modélisation en matière de transition énergétique. Il y trouvera en particulier les présentations des différents modèles qui sont ici évoqués.

[122] Soient : Négawatt 2006, Négatep, Enerdata, Prévot, MIES (ce scénario retrace cinq visions énergétiques distinctes), Syrota.

Outre le fait que tous ces scénarios ne prennent en compte que les seules émissions de CO_2, ce qui est déjà en soi une limitation sérieuse, « les méthodologies de modélisation utilisée sont, pour la plupart, assez sommaires et relèvent plus de l'analyse de données que d'une réelle modélisation (…). Sans prise en compte de l'évolution du prix de l'énergie ou du prix du carbone nécessaire pour répondre à cette contrainte (…), ils ne donnent qu'une représentation très incomplète des contraintes et dynamiques économiques. »

La Cour partage la conclusion que tire le CIRED de son analyse : « Aucun de ces scénarios ne s'appuie sur des modèles d'équilibre général permettant de prendre en compte les rétroactions de l'évolution du secteur énergétique sur l'économie. »

2 - Les limites de l'approche : l'exemple des scénarios du « RMS »

Ces limites sont aussi celles qu'il faut opposer à l'exercice réalisé chaque année par le ministère chargé de l'écologie et destiné à la Commission de Bruxelles. En effet, les scénarios prospectifs retenus pour le rapport sur les mécanismes de surveillance[50] (RMS), qui permettent de donner l'image prospective des émissions de la France à l'horizon 2020 et rendent officiellement compte de sa politique, s'appuient précisément sur ces instruments.

La direction générale de l'énergie et du climat a lancé en 2012 un exercice intitulé *« scénarios prospectifs »*[123], qu'elle pilote, conjointement avec le commissariat général au développement durable (CGDD) et l'ADEME. L'exercice a permis de fournir des projections de consommations d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants à l'horizon 2020. Il modélise les émissions de la métropole, des DOM et pays et territoire d'outre-mer et traite pour la première fois des trois volets de la prospective énergie, climat et Air de manière intégrée. Pour mener cet exercice, le MEDDE a fait appel à un consortium afin d'assurer des projections de référence cohérentes sur le plan méthodologique entre les approches énergétiques, climatique, et de la qualité de l'air et afin d'obtenir une meilleure cohérence des hypothèses, des méthodes de modélisation et des résultats :

[123] Le détail de ces scénarios est décrit dans « Scénarios prospectifs énergie-climat-air de référence pour la France à l'horizon 2030, Rapport sur les hypothèses –version finale », Enerdata, Energies demain, Seureco Erasme, CITEPA, Armines, janvier 2013.

- le bureau d'étude Enerdata a assuré la mise en œuvre de la modélisation des scénarios énergétiques ;
- le Réseau de transport d'électricité (RTE) a participé à la modélisation du secteur électrique ;
- l'Institut français du pétrole-Energies nouvelles (IFP Energies Nouvelles) a traité de la modélisation de l'approvisionnement pétrolier ;
- le CITEPA (Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique), qui réalise également les inventaires d'émissions GES et polluants de la France, a assuré la modélisation des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques, de manière conforme à la méthodologie d'inventaire national ;
- le Centre d'études prospectives Paris ARMINES, qui réalise les inventaires des fluides frigorigènes et de leurs émissions dans les équipements frigorifiques et de climatisation au niveau mondial, a traité de la modélisation des émissions fluides frigorigènes;
- le bureau d'étude Énergies Demain a enfin apporté ses compétences en matière de modélisation « *bottom-up* » et sa connaissance fine du fonctionnement du modèle SceGES pour élaborer les rapprochements méthodologiques entre les différentes modélisations utilisées ;
- l'équipe ERASME, associée à l'exercice pour la première fois, en charge des aspects macroéconomiques des projections.

Enfin, cet exercice a fait l'objet d'une consultation des services des ministères concernés. Ainsi, tout au long de l'exercice, des comités de pilotage sectoriels de validation des hypothèses et de présentation des résultats ont été organisés en partenariat avec les experts concernés.

Le cadrage macroéconomique a été réalisé avec l'aide des équipes ENERDATA et ERASME, sur la base d'un rapport produit par l'équipe ERASME pour le centre d'analyse stratégique (CAS) : « Les secteurs de la nouvelle croissance ».

Quels que soient l'intérêt et l'utilité d'une démarche, - qui n'a, au demeurant, été engagée que très récemment -, qui vise à associer une aussi grande pluralité d'expertises, il ne faut pas pour autant accepter de confondre l'addition des points de vue et la difficile tentative de mise en phase de cette diversité, avec la cohérence inhérente à un bouclage macroéconomique.

3 - Les évaluations issues des travaux du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, le groupe de travail N° 2 a été constitué pour traiter de la question du « mix et scenarios énergétiques ». Confirmant ainsi l'analyse précitée du CIRED, son rapport[124] débute par le constat qu'il n'y a « pas d'outils de prospective utilisables pour produire de nouvelles trajectoires », et que cette situation a, en conséquence, déterminé le « choix de travailler à partir des scénarios existants » et de « regarder tous les scénarios disponibles (même si leur périmètre, leur horizon, leurs objectifs n'entrent pas dans le cadre) ». Il y a bien ainsi un constat largement partagé que dans la panoplie aujourd'hui disponible, il y a une carence d'outils utilisables.

C'est pourquoi, comme il l'indique, le groupe s'est attaché à un « travail d'analyse des scénarios, mais pas d'évaluation respective ni de sélection » distinguant ainsi quatre grands types de trajectoires différentes :

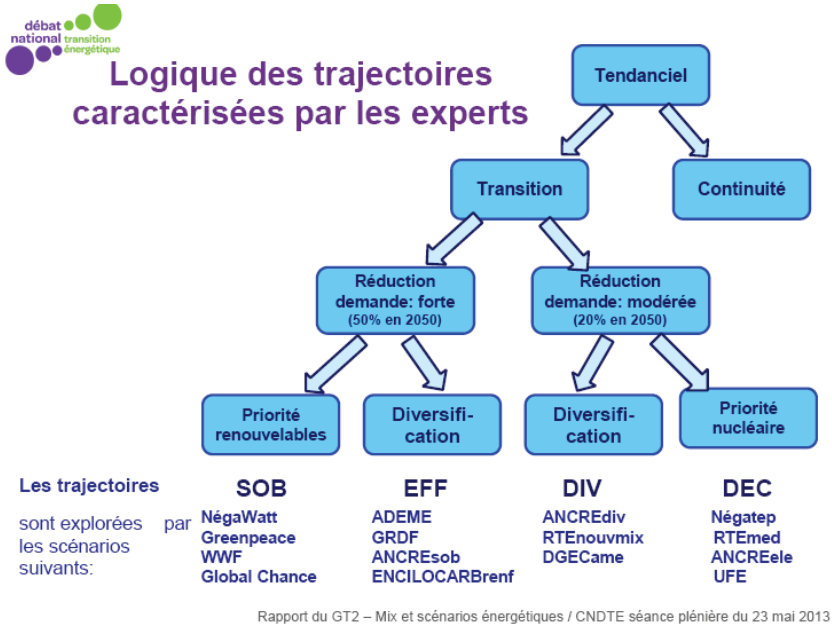


Figure 26. Logique des trajectoires suivant les scénarios (Source : CNDTE)

[124] Rapport du groupe de travail n° 2, « Mix et scénarios énergétiques », M. Arditi, R. Durdilly, conseil national du débat sur la transition énergétique, séance plénière du 23 mai 2013.

Toujours dans le cadre du débat, un autre groupe de travail, le n° 4, a été constitué afin de donner un contenu à la question du financement de la transition énergétique. Son rapport[125] a été remis au début en juin 2013 et ses conclusions sont publiques. Elles ne seront pas reprises ici autrement que sous la forme d'un examen des limites des procédures, supposées de modélisation, qui leur sont sous-jacentes. Seule la méthodologie de la démarche est ici examinée.

Le groupe de travail s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels.

IL s'est appuyé sur une modélisation du groupe des experts par grand secteur d'activité selon les trajectoires analysées par le conseil national du débat. En termes de bénéfices attendus, il s'est attaché prioritairement à quantifier l'impact de la mise en œuvre de ces trajectoires sur la facture énergétique extérieure.

Au-delà de ce travail sur le solde net pour la nation, une autre solution aurait consisté en une modélisation ex-ante plus globale de l'impact macroéconomique, dont celui sur l'emploi des investissements mis en œuvre. Celle-ci n'a pas pu être envisagée en raison des délais très contraints, mais devrait être mise en œuvre rapidement à l'issue du débat.

La simultanéité des élaborations de scénarios avec celle des évaluations n'a pas permis d'approfondir tous les recoupements sectoriels ni les scénarios complémentaires qui pourraient être souhaités. Par ailleurs, tous les secteurs n'ont pas pu être analysés avec autant d'outils et d'informations que le secteur électrique et le résidentiel tertiaire. En particulier, les implications des différents scénarios en matière d'infrastructures de transport (routier, ferroviaire, notamment) n'ont pas pu être estimées de manière satisfaisante dans les délais impartis. En outre, conformément, à la demande du groupe, il s'agit d'une estimation de coûts d'investissement et non de coûts de fonctionnement. Les investissements sont bruts, non actualisés et sans frais financiers.

Par conséquent, les résultats obtenus par ces calculs, s'ils permettent de positionner les grandes options les unes par rapport aux autres, ne constituent pas des tableaux opérationnels complets de chacune des trajectoires. Ceci demanderait des travaux ultérieurs en étroite coordination entre les experts des différents groupes de travail. Ces chiffres doivent être considérés avec une certaine prudence ».

[125] « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du Groupe 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier.

Ainsi, les outils aujourd'hui disponibles sont bel et bien défaillants : ce sont des scénarios élaborés avec attention par des experts informés, mais on ne peut les confondre avec une modélisation.

B - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2030-2050

Si, les modèles « bottom up » échouent donc à offrir une vision suffisamment englobante et cohérente, force est de constater que la modélisation macroéconomique n'est jusqu'à présent que très peu utilisée dans le débat sur la transition énergétique[126]. Ce n'est pourtant pas faute que nombre de travaux[127], notamment universitaires[128], aient tenté d'explorer ce domaine. Il reste que ce n'est que récemment, en 2008, que l'ADEME a passé convention avec l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE) pour développer une modélisation dédiée à l'évaluation macroéconomique des effets de moyen et long terme des politiques d'environnement et de transition énergétique. La publication très récente des caractéristiques du modèle « Three-ME »[129] ainsi construit et des simulations réalisées offre l'occasion d'un premier examen des principales indications ainsi fournies.

[126] On peut à ce propos, citer l'initiative de l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne de mettre à la disposition du public helvétique, un site internet avec une modélisation simplifiée permettant à tous les citoyens de faire varier les paramètres de la transition énergétique.

[127] Par exemple, la direction générale du Trésor a publié en 2010 les résultats d'une simulation des effets du Grenelle de l'environnement, réalisée avec son modèle « Mésange ». Cf. « Impacts macroéconomiques du Grenelle de l'environnement », Documents de travail de la direction générale du Trésor, N ° 2010/06, décembre 2010. Cette analyse a montré qu'à court et moyen terme la croissance et l'emploi sont stimulés par les investissements requis. En revanche, au-delà de 2020, la fin de ces investissements, ainsi que « la hausse des prix et celle des prélèvements obligatoires nécessaires à leur financement annulent les gains économiques du Grenelle ».

[128] Le lecteur intéressé trouvera dans la publication précitée du centre international de recherche sur l'environnement et développement une bibliographie sur ce sujet.

[129] Pour une présentation détaillée du modèle: « *A full description of the three-ME model : Multi-sector Macroeconomic Model for the evaluation of environmental and energy policy* », G. Callonec & al, OFCE, 1er mars 2013, téléchargeable sur le site de l'Observatoire français des conjonctures économiques.

Ce modèle a été utilisé pour simuler trois scénarios élaborés par l'ADEME[130] et les comparer à un scénario de référence.

Des principaux résultats économiques du scénario « médian », pour l'essentiel et à titre illustratif, on retiendra a qui suit :

– Sur la production, les effets récessifs, - baisse de la production d'énergie, hausse du coût de l'électricité, augmentation de la fiscalité et des dépenses liées à l'environnement-, sont plus que compensés, même si c'est très faiblement, par les effets expansionnistes - hausse de l'emploi, amélioration de la balance commerciale du fait de la baisse de la facture énergétique. Ces gains de PIB sont quasiment comparables d'un scénario à l'autre. Ce qui s'explique par la diminution du poids du secteur de l'électricité et la relative convergence des prix du nucléaire et des renouvelables.

Tableau n° 34 Evolutions du PIB dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario référence	129	155	185	222
Scénario médian	131	158	190	229

Source : contribution de l'ADEME à l'éléboration des missions énergétiques 2030-2050- ADEME, 24 juin 2013

– S'agissant de l'emploi, si le scénario médian est plus favorable que celui de référence, puisqu'il aboutit à la création de quelque 825 000 emplois de plus que ce dernier à l'horizon 2050, cette progression plus rapide ne se manifeste toutefois que lentement. La différenciation entre les scénarios reste relativement limitée, et est d'autant plus positive que l'importance du nucléaire dans le mix électrique est faible et celle des EnR forte.

[130] Pour une présentation détaillée des hypothèses des différents scénarios : « L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 », document technique,juin 2013. Pour une présentation d'ensemble des résultats : « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 », ADEME, 24 juin 2013.

Tableau n° 35 Evolutions de l'emploi dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario de référence	106,2	110,8	115,4	120,2
Scénario médian	107,1	112,1	118,0	123,5
Ecarts en valeur absolue(en milliers)				
Haut/référence				+690
Médian/référence	+215	+330	+650	+825
Bas/référence				+874

Source : contribution de l'ADEME à l'éléboration des missions énergétiques 2030-2050- ADEME, 24 juin 2013

- Pour ce qui est du commerce extérieur, après s'être accru dans une première phase, le déficit diminue ensuite dans tous les cas de figure à partir de 2030, du fait du changement de rythme de la transition qui est présupposé à compter de cette date.
- S'agissant des investissements des secteurs liés à la transition énergétique[131], l'effort à réaliser apparaît devoir être véritablement considérable dans tous les cas de figure, notamment du fait de l'inéluctable arrivée à fin de vie des centrales nucléaires au cours de la période, quelle que soit leur durée d'exploitation. Compte tenu des incertitudes de la projection, cet effort, qui est d'autant moins important que la part du nucléaire demeure forte, ne diffère toutefois que de façon relativement limitée, tant entre les trois scénarios qu'avec le scénario de référence.

II - La spécificité démographique française

Au-delà de la spécificité de son mix électrique, la France se signale également par une démographie atypique en Europe. Avec l'Irlande, le pays le plus fécond de l'Union européenne, la France connait en effet un taux de fécondité nettement plus élevé que ses voisins. Ces deux pays sont ainsi les deux seuls de l'Union à actuellement parvenir à renouveler leurs générations.

[131] Soient : automobiles, transports collectifs, combustibles fossiles, énergies renouvelables, centrales nucléaires, centrales thermiques, bâtiments.

S'il s'agit d'un atout pour le pays, cette configuration particulière n'a pas été prise en compte dans la définition des objectifs de réduction de GES retenus par le Paquet énergie-climat.

Pour ces les objectifs de réduction des émissions de GES, le rôle de la croissance démographique est mis en évidence lorsque l'on analyse les émissions (par secteur ou globalement) de GES comme le produit de rapports liant la population totale, le PIB par personne, l'intensité énergétique (par rapport au PIB) et l'émission de GES par unité de PIB.

Si on admet que le PIB par personne ne doit pas décroitre, les émissions de GES vont être une fonction directe de la croissance de la population. L'atteinte d'un objectif global de réduction des émissions, comme celui du PEC, est donc d'autant plus difficile à réaliser et suppose d'autant plus d'efforts d'efficacité énergétique que la croissance de la population est forte.

Les projections de l'Insee ont, jusqu'à présent, toujours été revues à la hausse, les hypothèses de fécondité, de mortalité et de solde migratoire ayant en effet régulièrement évolué dans le sens d'une accélération de l'augmentation de la démographie française.

Ainsi l'étude intitulée en 2005 « projections de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050 »[132] prévoyait pour 2020 une population de près de 63,726 millions d'habitant en 2015, chiffre quasiment atteint au 1er janvier 2013 (63,703 millions). Selon l'étude précitée de l'Insee, la France devrait atteindre (et si la tendance actuelle se poursuit, peut-être dépasser) les 65 millions d'habitants en 2020, soit un gain de près de 9 millions de personnes en trente ans.

[132] I. Robert-Dolée, division Enquêtes et études démographiques, Insee : « Projections de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050 », 2005.

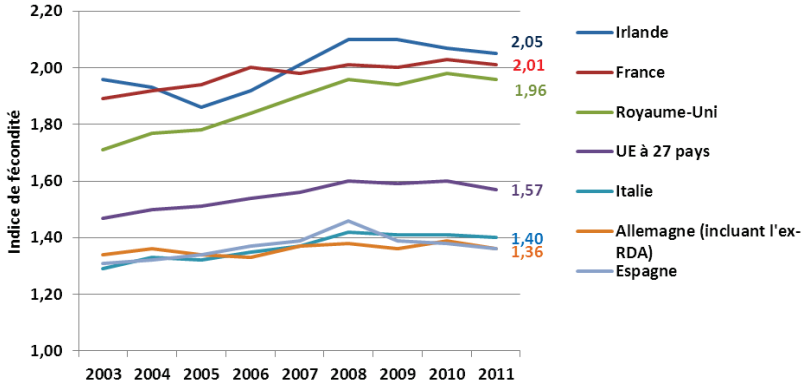


Figure 27. Taux de fécondité d'une sélection de pays de l'Union Européenne 2003-2011 (Source : Eurostat)

Cette spécificité démographique est particulièrement marquée par rapport à l'Allemagne : depuis la guerre, la fécondité française est toujours restée supérieure à la fécondité allemande[133]. En 13 ans, de 2007, date des négociations du Paquet climat-énergie, à 2020 la population de la France devrait croître de 6 %, alors que l'Allemagne devrait parcourir un chemin inverse.

Depuis le début des années 2000, l'écart s'est élargi, pour atteindre, en 2011, 678 000 naissances en Allemagne contre 828 000 en France, soit 22 % de naissances en plus. D'après les projections démographiques retenues par la Commission européenne[134], l'Allemagne devrait perdre ainsi plus de 15 millions d'habitants d'ici 2060, quand la France en gagnerait près de 9. Entre 2040 et 2045, les deux pays pourraient avoir des populations identiques (environ 73 millions d'habitants), les taux d'immigration nets retenus pour les deux pays par la Commission contribuant à l'horizon 2060 à augmenter la population de l'ordre de 6 % pour les deux pays.

Il n'apparaît pas que ce facteur ait été pris en compte d'une quelconque façon dans la détermination des objectifs du Paquet climat-énergie par pays, alors même qu'une telle divergence d'évolution ne saurait être sans conséquences sur les émissions respectives de GES

[133] L. Duboys Fresney : "France Allemagne", le grand écart démographique", OFCE, 28 septembre 2012.
[134] « The 2012 ageing report », European Economy 2/2012.

III - Le bouleversement du contexte énergétique

Conçu dans une période de croissance[135] et de relative stabilité de la donne énergétique mondiale, le Paquet énergie-climat a rapidement été confronté à une série d'événements inattendus : la crise économique et l'impact de l'accident de Fukushima[136], mais aussi l'irruption de l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, combinés aux premiers effets indirects de l'afflux des énergies renouvelables.

A - La crise économique

La crise qui atteint l'Europe à partir de 2008 s'est traduite par un ralentissement considérable de la croissance de son PIB[137], qui passe, pour la zone euro, de 2,9 % en 2007 à 0,4 % en 2008 puis à - 4,4 % en 2009 avant de se rétablir à un taux qui reste toutefois largement inférieur à celui d'avant crise. Cette évolution est également constatée en France.

Ce ralentissement a tout particulièrement touché la production manufacturière[138], au sein de laquelle se situent, dans l'hexagone, les secteurs les plus émissifs : 12 branches sur 14 étant ainsi touchées, seuls les matériels de transport hors automobile et les produits informatiques et optiques faisant exception.

S'il est difficile d'établir avec certitude une détermination directe entre le repli de la production et la baisse des émissions de gaz à effet de serre de la plupart des secteurs industriels concernés, le phénomène reste néanmoins trop important pour ne pas avoir fortement touché les émissions de ces secteurs.

---

[135] Entre 2004 et 2007, l'Union européenne des 27 pays membres connait une croissance moyenne de 2,35 % de son PIB (taux par habitant en volume, prix 2005). Source : Eurostat.

[136] La situation propre au Japon est développée dans l'annexe IV, consacrée au parangonnage international.

[137] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=fr&pcode=tec00115

[138] Cf. JF. Eudeline, G. Sklénard, A. Zakhartchouk : « L'industrie en France depuis 2008 : quelles ruptures ? », Département de la conjoncture, Insee, déc. 2012.

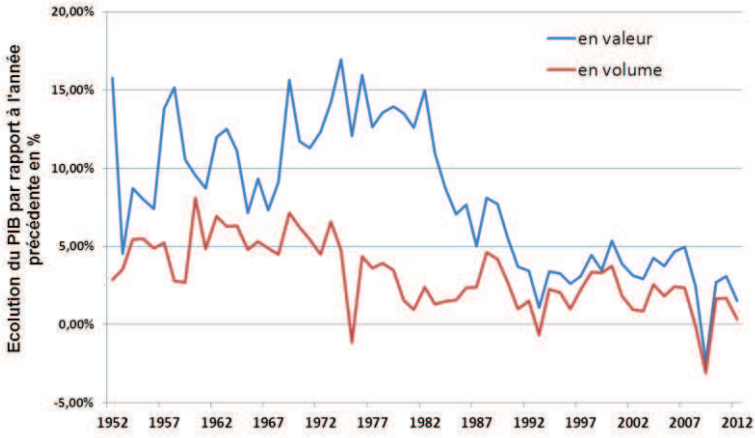


Figure 28. Evolution du PIB en France 1952-2012 (Source : Cour des comptes d'après les données de l'Insee)

Cette baisse des émissions a ainsi largement aggravé les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européen, déjà affaibli par le développement des énergies renouvelables, les normes et les premiers efforts d'efficacité énergétique. Il en a résulté une surabondance de quotas sur le marché européen, entre 1,3 et 1,5 $MdtCO_2$ pour la période 2013-2020.[139]

Au-delà de cette baisse mécanique des émissions et de son impact sur le système d'échange de quotas européens, la crise a enfin très probablement entraîné un ralentissement ou, à tout le moins un report des investissements nécessaires à l'accroissement de l'efficacité énergétique dans de nombreux secteurs, par ailleurs peu encouragé par un prix du carbone extrêmement bas.

En mai 2009, un rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) annonçait ainsi une prévision de baisse des investissements dans ce secteur de l'ordre de 38 % pour 2009.

Par ailleurs, la baisse sensible du cours des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) au cours des années 2008-2011 a contribué à diminuer momentanément la rentabilité des investissements dans les énergies renouvelables, mouvement qui, à son tour, a entraîné un retrait des investisseurs.

[139] Estimations de la Commission européenne et de CDC Climat en 2013. Cf, infra : « Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif ».

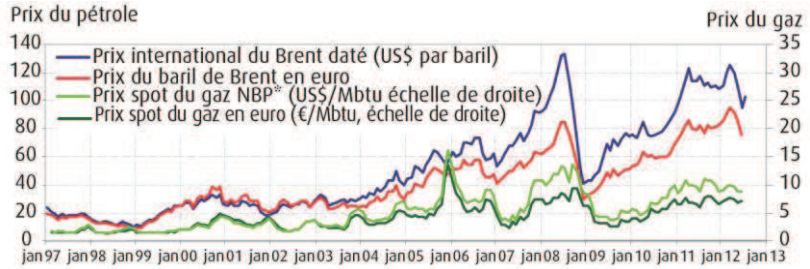


Figure 29. Prix mensuels des principales énergies fossiles. (Source : SOeS d'après Insee. Comptes annuels Base 2005)

Au total, le contexte budgétaire et économique beaucoup plus contraint a largement pesé sur les investissements, publics et privés, dans les installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables.

B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis

1 - L'essor des hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis : changement durable ou éphémère ?

Un nouveau paramètre imprévu est en effet apparu, qui a changé la donne du charbon : l'essor des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis a profondément modifié les perspectives des énergéticiens.

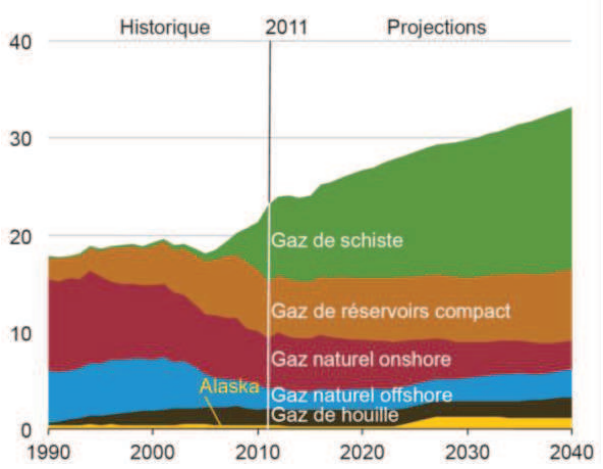


Figure 30. Production de gaz aux États-Unis 1990- 2011 et prévisions 2040 en « trillions de pieds cube » (Source : Annual Energy Outlook, avril 2013)

La question qui se pose est celle de sa durée. Les perspectives qu'envisage le département de l'énergie des États-Unis (DOE) conduisent à penser qu'il pourrait bien être durable.

Avec la mise en exploitation des hydrocarbures non conventionnels, aux Etats-Unis pour l'instant, dans d'autres pays vraisemblablement demain, le concept de pic de production vient sans doute de reculer de plusieurs décennies.

C'est pourquoi, les scénarios macro-économiques pourraient bien comporter une erreur majeure s'ils devaient ne retenir pour seule hypothèse une hausse continue du prix des énergies fossiles pour les prochaines décennies. Devant pareille situation, il serait avisé de définir aussi des scénarios utilisant des chroniques de prix de l'énergie sensiblement revues à la baisse.

2 - Europe : le charbon substitué au gaz pour produire de l'électricité

Depuis que l'Allemagne a décidé de sortir du nucléaire, l'utilisation du charbon a été relancée outre-Rhin. Peu cher, il permet de compenser à faible coût la production aléatoire des énergies renouvelables. La production d'électricité à base de lignite coûte seulement de l'ordre de 30 € le MWh, soit 5 à 10 € de moins qu'une

centrale à charbon traditionnelle et 30 € de moins qu'une centrale à gaz[140]. Avec des cours qui ont chuté de 60 à 40 € par MWh en deux ans sur le marché spot du fait de la crise économique et des surcapacités créées par le développement massif des énergies renouvelables en Europe, l'équation financière penche en faveur de la lignite, au détriment[141] des objectifs environnementaux du Paquet climat-énergie. En 2012, la lignite et la houille représentaient 45 % de la production d'électricité allemande, le double des énergies renouvelables.

De ce fait, les émissions de CO_2 des installations allemandes assujetties au marché européen des émissions carbone ont augmenté en 2012, atteignant 452 $MtCO_2$. Si cette hausse s'explique en partie par une reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays, elle est aussi due à la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) aux dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2011). Au total, de 2011 à 2012, les émissions de CO_2 ont crû en Allemagne de 2 %, passant de 798 à 814 $MtCO_2$.

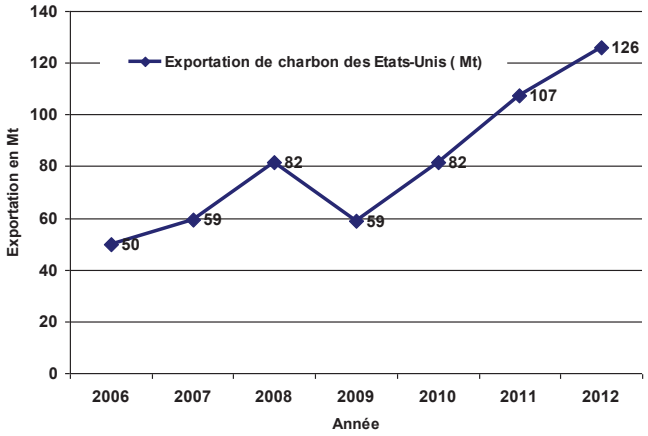


Figure 31. Evolution 2006-2012 des exportations de charbon des Etats-Unis. (Sources : Cour des comptes d'après U.S. Dept. of Commerce »)

Se surajoutant aux précédents éléments, les importations de houille augmentent très sensiblement actuellement en Europe. Elles sont en

[140] Les Echos, 24 mai 2013.

[141] Un MWh d'électricité produit à partir de lignite émet plus de 1 kg de CO_2, la houille 0,9 kg et le gaz 0,4 kg, Cf. « Guide des facteurs d'émission », l'ADEME.

provenance des Etats-Unis, où le développement massif des gaz non conventionnels y a fait baisser le prix du gaz jusqu'à 3 $/MBtu[142], le rendant même plus compétitif que le charbon pour les centrales électriques[143]. C'est ainsi que, de 2011 à 2012, les importations de charbon ont crû de 53 %, en l'Italie, de 26 % aux Pays-Bas et de 11 % pour l'Allemagne. La France, a connu un mouvement de sens identique, bien que beaucoup moins élevé, puisque cette augmentation n'a été que de 1,9 %.

Alors que la sortie du nucléaire en Allemagne aurait dû conduire à y favoriser l'essor des centrales à gaz, capables de compenser très rapidement les variations de production inhérentes aux énergies renouvelables, c'est l'inverse qui s'est produit : en 2012, leur production a chuté de 27 % en Allemagne. Cette fermeture de centrales à gaz, modernes et moins émettrices de CO_2, est générale en Europe.

3 - La croissance des EnR en Europe s'est accompagnée d'un accroissement des émissions de CO_2 et d'une déstabilisation des centrales à gaz

Du fait de l'obligation d'achat, le caractère fatal de la production des énergies renouvelables crée une distorsion sur le marché de l'énergie en Europe.

En principe, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, les centrales sont démarrées dans l'ordre croissant de leur coût marginal de production (interclassement, ordre de mérite ou « *merit order* »), jusqu'à satisfaction de la demande.

L'émergence des installations de production d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) bénéficiant à la fois de la garantie d'achat prioritaire devant toutes les autres productions, de raccordement au réseau écoulant leur production, à coût marginal de production[144], et ceci quel que soit l'état de la demande, impacte cet équilibre. En situation de surproduction, les centrales thermiques doivent en effet être arrêtées, ce qui affecte fortement leur rentabilité.

---

[142] Soit l'équivalent d'approximativement 20 $ le baril de pétrole.

[143] La nouvelle politique annoncée le 25 juin 2013 aux Etats-Unis par le président Obama pourrait venir amplifier ce phénomène, car elle vise à diminuer les émissions de CO_2 des centrales électriques, en particulier celles fonctionnant au charbon.

[144] Compte-tenu de la prise en charge de la différence entre le prix de marché et le coût de production des EnR par la charge de service public de l'électricité, en pratique le gestionnaire de réseau achète cette électricité au prix du marché. Le coût marginal de celle-ci est donc inférieur au coût de revient des centrales à énergies fossiles.

L'ordre de mérite, déjà bouleversé par l'obligation d'achat des énergies renouvelable intermittentes, subit en plus une interversion entre le gaz et le charbon pour la production d'électricité, à la suite de la une baisse des cours du charbon en Europe. C'est ainsi que, par exemple, l'Allemagne comme les Pays-Bas, utilisent désormais, dans l'ordre, la lignite, puis la houille, le gaz venant seulement après, à un coût marginal désormais nettement plus élevé. La faible utilisation des centrales à gaz peu émettrices de CO_2 (centrale à cycle combiné, dite aussi CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) qui en résulte aboutit, *in fine*, à un arrêt des investissements qui pourrait mettre en péril la sécurité énergétique de l'Europe.

C'est ce contexte particulier de recours accru à des solutions de « *back-up* » à base de charbon, qui a conduit à une situation paradoxale de recarbonation de l'énergie électrique : si le mix énergétique de l'Union européenne est de plus en plus alimenté par les EnR, ces dernières impliquent un accroissement de la production de complément, qui elle-même, dans les conditions actuelles, conduit à un appel plus important au charbon, au détriment du gaz moins émissif en CO_2.

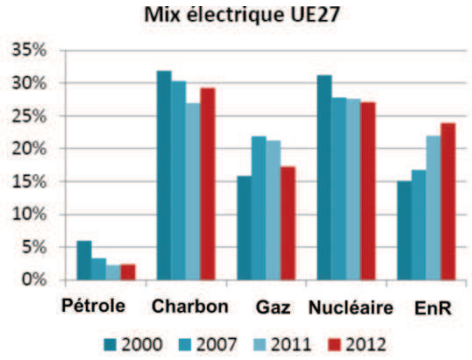


Figure 32. Variations du mix électrique de l'Union européenne (Données Enerdata)

L'utilisation du charbon est revenue en 2012 à son niveau de 2007, quand celle du gaz régresse et se rapproche de son niveau de 2000.

Au total, la situation de l'Allemagne pesant sur celle de l'Union européenne., l'utilisation du charbon annule quasi totalement l'impact des EnR sur les émissions de CO_2, la décroissance de ces dernières suivant dorénavant la décroissance de consommation d'énergie.

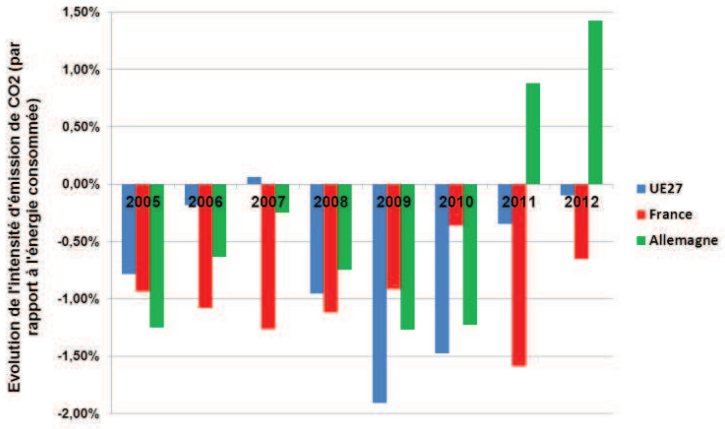


Figure 33. Evolution moyennée sur deux ans de l'intensité énergétique des émissions de CO_2 (variation du rapport des émissions de CO_2 sur le total de l'énergie consommée). (Source : Enerdata 2013)

Cette situation est amplifiée par l'absence de moyens de stockage à grande échelle de l'électricité.

IV - La question de l'intermittence et du stockage

A - L'intermittence : un problème sous-estimé

1 - Une déconnexion entre puissances et énergie produite

Les sources classiques d'énergie sont toutes stockables et comparables : on peut mesurer leur pouvoir calorifique, au moyen d'une unité commune (le Tep ou le kWh) et on connait leur coût d'obtention. Il en va tout autrement en ce qui concerne l'électricité. En effet, avant d'être mesurable en tant que quantité d'énergie, l'électricité l'est en tant que puissance. Déployée pendant un certain temps, une puissance électrique (exprimée en kilowatts, kW) fournit une quantité d'énergie (exprimée en kilowattheures, kWh). Ainsi, sans perte et en fonctionnant une année en continu, un kW de puissance installée est théoriquement supposé fournir 1 kW x 365 jours x 24 heures, soit 8760 kWh.

La réalité est bien sûr très loin de vérifier un tel rendement et aucune source utilisée pour produire de l'électricité ne parvient à fonctionner ainsi à pleine charge en permanence. Le facteur de charge, rapport entre le chiffre réel d'électricité produite par une source et son

montant théorique compte tenu de la puissance installée, mesure cette différence.

Or les EnR intermittentes introduisent une véritable rupture par rapport aux niveaux constatés avec les autres sources jusqu'à présent utilisées. En effet, alors que, au-delà des aléas conjoncturels, le nucléaire a un facteur de charge qui est de l'ordre d'un peu moins de 80 %, l'éolien terrestre reste, en France, très sensiblement en deçà des 20 %, le photovoltaïque étant, pour l'instant aux alentours de 10-13 %. Si l'hydroélectricité a un facteur de charge qui n'est que de 25 %, cette puissance est, pour l'essentiel, un stockage, commodément mobilisable et non un « fil de l'eau », autrement dit un flux, qu'il faut, comme avec les EnR, absorber.

Tableau n° 36 Le facteur de charge des principales sources d'électricité, (France, 2007-2011)

	2007	2008	2009	2010	2011
Solaire Photovoltaïque*	16 %	8 %	10 %	11 %	12 %
Eolien terrestre*	10 %	15 %	16 %	17 %	18 %
Hydroélectricité	26 %	29 %	26 %	28 %	21 %
Nucléaire	80 %	79 %	78 %	78 %	80 %

(Source : commissariat général au développement durable (CGDD), calculs Cour des comptes.)

**Facteur de charge calculé par la Cour en moyenne annuelle, par interpolation à partir des données de fin d'année publiées par le CGDD.*

2 - Un facteur de désorganisation au niveau de l'Europe

Une des caractéristiques des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque et éolienne, est une intermittence aux variations brutales et imprévisibles. De plus, en Europe, les périodes de production ne correspondent pas forcément aux périodes de consommation.

Cette déconnexion entre une production relativement aléatoire et une consommation, certes variable, mais bien connue, peut se traduire par des variations de tension et de fréquence sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

Dans le cas de l'éolien, les variations peuvent d'ailleurs être très brutales[145]. Du fait des concentrations d'éoliennes en parcs, ces variations peuvent endommager le réseau. Ainsi, par exemple, comme le montre la figure ci-dessous, la production totale d'EnR en Allemagne enregistrée

[145] En cas de vent trop fort, les systèmes de sécurité stoppent les éoliennes et la production passe brutalement du maximum à zéro.

sur 6 mois fluctue de manière extrême, avec un maximum de 86 % des capacités, mais aussi de nombreuses faibles productions et un minimum de seulement 0,7 %.

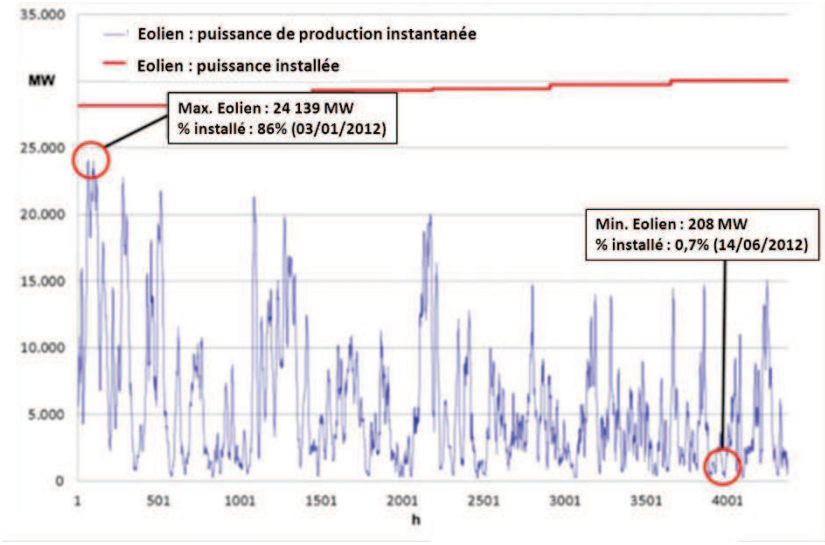


Figure 34. Production instantanée d'énergie renouvelable (éolien et photovoltaïque) en Allemagne, heure par heure pour les six premiers mois de 2012. En trait continu rouge, la capacité totale installée. (Source : Cour des comptes, d'après World Energy Council, Dr Leonhard Birnbaum, Monaco, 7 Novembre 2012)

C'est pourquoi, afin de limiter ce risque d'insuffisance de production, les capacités brutes de puissance électrique installées en Allemagne en 2012 sont surdimensionnées, atteignant 214,8 GW en 2012, soit 2,7 fois la demande de pointe, de l'ordre de seulement 80GW.

Du fait de sa position centrale, de l'importance de sa production, qui doit de plus être distribuée prioritairement, et de ses interconnexions de réseau[146], les fluctuations de la production électrique en Allemagne ont des répercussions sur les réseaux de ses voisins .

[146] L'Allemagne a la plus forte capacité d'échange en Europe.

La déstabilisation du réseau européen : un risque déjà avéré

Faute d'un réseau de très haute tension (THT) suffisant permettant de desservir l'Allemagne du sud, l'électricité renouvelable en provenance du nord du pays doit emprunter le réseau tchèque, exportant ainsi le trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, cette situation a failli entraîner la saturation du réseau électrique tchèque, déclenchant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur chargé de ce seul dossier ainsi que le vote par le parlement allemand en juillet 2011 d'une loi sur l'accélération du développement des réseaux sont censées permettre de résoudre de telles difficultés. Elles devraient permettre de réduire de dix à quatre ans le délai de mise en place des nouvelles lignes THT Nord-Sud qui sont indispensables et les gestionnaires de réseaux de transport réalisent actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux.

Pour éviter le risque d'un « *blackout* », toujours possible, la République tchèque a toutefois averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne à son réseau. Pour ce faire, l'opérateur du réseau tchèque a décidé la construction d'un transformateur géant près de la frontière, destiné à ne laisser « entrer » que la quantité de courant que le réseau national peut supporter. Ce transformateur doit entrer en service d'ici 2017.

Il en va de même pour la Pologne, qui compte installer des déphaseurs à la frontière avec l'Allemagne, pour ne recevoir que l'électricité qui lui est nécessaire[147].

Le marché de l'électricité est devenu européen grâce aux interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux. L'équilibre global du marché électrique est ainsi mieux assuré. Mais la montée en puissance des énergies renouvelables a des effets économiques qui n'avaient pas été véritablement anticipés.

Afin d'éviter les risques de pénurie de production de soutien, qui sont aujourd'hui prévisibles, faute de rentabilité des centrales de « back up », la création d'un « marché de capacités »[148] est défendue[149], de façon

[147] Auquel cas, afin de préserver le réseau allemand, le fonctionnement des éoliennes devrait être interrompu. L'Allemagne devrait alors importer de France de l'électricité d'origine nucléaire pour combler le manque d'énergie dans le sud du pays.

[148] La loi « NOME » (nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 et le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 oblige, à compter de 2015, les fournisseurs d'électricité à disposer de garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité.

à encourager les investissements de pointe, voire de semi-base. Du fait de la complexité de mise en œuvre d'un tel mécanisme[150], une solution alternative plus souple pourrait consister en un prix élevé garanti pour cette production spécifique.

3 - Pour pallier l'intermittence, des unités de soutien (« back-up ») émettrices de CO_2

Si les moyens de production intermittents ne permettent pas de garantir la sécurité d'approvisionnement, leur production peut toutefois être instantanément significative. Ainsi, d'après RTE, en 2012, le pic de production éolienne française a été atteint le 27 décembre 2012 à 15h30 pour une puissance de 6 176 MW, soit 80,2 % du maximum atteignable. Une telle valeur de production n'avait jusqu'ici jamais été atteinte.

La très grande variabilité de la production des énergies intermittentes implique qu'une différence fondamentale soit faite pour elles entre capacité installée (la puissance « crête » exprimée en GW) et production électrique effective qu'elles permettent (exprimée en GWh). Tant que la part des EnR est faible, cette variabilité n'est que de peu de conséquences. Cela est de moins en moins vrai au fur et à mesure que leur production devient significative.

Pour que le système électrique puisse préserver son équilibre, la variabilité prévisible de ces énergies intermittentes rend nécessaire le développement concomitant de capacités de soutien (« *back up* »).

[149] Cf. « La Revue de l'Énergie » n° 605, pp. 37-54, janvier-février 2012 et ses références.

[150] « RES Integration and Market Design : are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?", Eurelectric, TF Market Design for RES Integration – May 2011; voir aussi l'avis défavorable de l'autorité de la concurrence (Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012).

Tableau n° 37 Comparaison des capacités de suivi de charge des centrales

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à cycle ouvert (gaz ou fioul)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT[151])	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

[1] La capacité utilisée est [capacité début janvier + capacité fin décembre] / 2) ; Source : OCDE 2012 : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone.

Ces capacités de suppléance doivent pouvoir démarrer quasi-instantanément, ou avec un court préavis, pour pallier l'absence d'une production aléatoire et peu prévisible. Hors la production l'hydraulique, ces moyens font appel, pour la plupart, à des énergies fossiles, donc émettrices de CO_2. Les centrales hydrauliques avec stockage ou les centrales au fioul sont en mesure de répondre à la demande (« réserves à chaud » c'est-à-dire avec un court préavis), alors que les centrales au charbon ou au gaz peuvent, quant à elles, intervenir en quelques heures (« réserves à froid »).

4 - La puissance manquante, d'après RTE

Pour la France, le risque de défaillance du système électrique du fait de l'intégration des EnR est aujourd'hui limité. Toutefois, à l'horizon 2020, l'ajustement « à la pointe, à une chance sur dix »[152] pourrait devenir plus difficile, car il devra se réaliser obligatoirement avec une partie d'énergies fatales. Sur la base de ses prévisions et afin d'évaluer la puissance manquante en France, RTE a simulé[153] la probabilité du risque de puissance manquante, à savoir celle qui permettrait d'ajuster l'offre de

[151] Combined Cycle Gas Turbine

[152] Il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou, en d'autres termes, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

[153] Dans l'actualisation 2013 de son bilan prévisionnel.

manière à respecter le critère réglementaire d'adéquation[154].Celle-ci s'élèverait à 6,5 GW en 2016 et 7,2 GW en 2017. Dans son bilan prévisionnel 2011, RTE s'est inquiété de la capacité du réseau à supporter un tel manque, qui, pour être comblé, suppose autant d'importations : « *l'importation de 7,2 GW pourrait, selon les conditions de marché et la localisation de la production à importer, être incompatible avec les capacités d'importation du réseau français* ».

Ainsi, même si l'importance encore limitée de l'énergie intermittente, fatale du fait de l'obligation d'achat, ne pose pas actuellement de difficulté majeure de gestion de son intégration dans le réseau, selon RTE, la situation est appelée à se fragiliser au fur et à mesure de la réalisation des objectifs fixés pour 2020. Ce phénomène lié à l'obligation d'achat des EnR est amplifié par l'incapacité des mécanismes de marché à rémunérer des moyens de pointes sûrs.

5 - Le foisonnement ne compense que partiellement l'intermittence

Il est souvent affirmé que la diversité du régime des vents et d'ensoleillement en France (le « foisonnement ») permettrait d'atténuer considérablement l'intermittence des EnR ; ce, d'autant plus que l'hiver donne une meilleure production éolienne, le printemps et l'été une meilleure production photovoltaïque et le printemps une meilleure production hydraulique.

La réalité des observations sur de longues périodes, montre que le foisonnement, tant au niveau français (en dépit de ses trois régimes de vents) qu'européen, reste très limité. Les puissances minimales et maximales des EnR intermittentes correspondent à, respectivement, 4 % et 60 % de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grands froids ou de canicules, alors même que les besoins d'énergie sont importants. De plus, les variations très brutales qui peuvent être observées, imposeront un usage massif de centrales de soutien (gaz, fioul, charbon), d'autant que la puissance « garantie » par l'éolien est très faible, de l'ordre ou même inférieure à 5 % de la puissance installée.

Pendant la période la plus favorable à l'éolien, soit ici du 1er septembre 2010 au 31 mars 2011, la production éolienne française suivie par tranches de 15 minutes par RTE, a été de 6 570 GWh pour une

[154] Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

puissance installée moyenne de 5650 MW (environ 3500 éoliennes). Ceci représente un facteur de charge moyen de 22,8 % sur 7 mois. Autrement dit, la production d'électricité éolienne a représenté moins du quart de ce que la puissance installée aurait permis si elle avait pu être utilisée à 100 % pendant cette période.

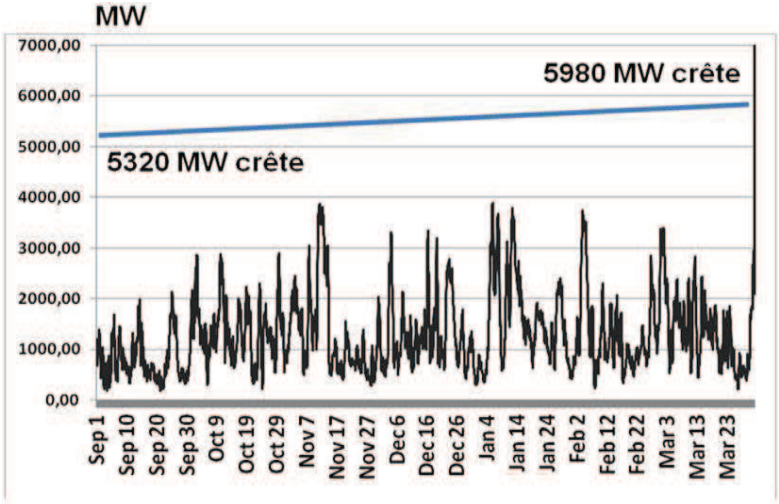


Figure 35. Production éolienne en France de septembre 2010 à mars 2011 (la courbe donne l'évolution heure par heure, ces valeurs étant extraites du site Eco2mix de RTE qui fournit ces données par ¼ heure) (Source : Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès[155])

Pour faire face à cette difficulté dans les toutes prochaines années, RTE anticipe sa capacité à trouver une compensation par des importations. C'est en effet l'un des arguments qui plaide en faveur d'investissements pour une plus grande interconnexion électrique européenne. De ce point de vue, il est donc utile d'analyser le foisonnement de la production éolienne en Europe de l'Ouest. Pour vérifier ce point, les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010/2011 de 7 pays[156], ont été enregistrées heure par heure.

Cette simulation, faite donc sur un large ensemble de l'Europe, montre certes un certain degré de foisonnement et donc de lissage des productions. Cependant celui-ci demeure très limité. En effet, l'amplitude des puissances minimales et maximales, demeure très forte, puisque celle-ci varie entre 4 % et 60 % de la puissance totale installée, et que, avec un

[155] « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » par Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, 30 mars 2012.
[156] Allemagne, Autriche, Espagne, France, Danemark, Irlande et Grande-Bretagne.

niveau de 21 %, le facteur de charge moyen n'est que très marginalement amélioré. Cette étude n'épuise certes pas la question, mais elle met en évidence que, même considéré à l'échelle européenne, le foisonnement ne peut pallier que de façon très limitée à l'intermittence en cas de forte pénétration des EnR dans le mix énergétique. L'intermittence va ainsi dans l'avenir exiger de nouvelles réponses : un changement de paradigme, la demande devant être pilotée pour s'adapter à la production, mais aussi des innovations sur l'ensemble du système, le stockage de l'électricité en particulier.

B - Le stockage de l'électricité, un enjeu majeur

1 - La nécessité du stockage : une étude de l'ADEME et de la direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services (DGCIS)

La décarbonisation voulue pour nos économies, repose sur une meilleure efficacité énergétique et sur le développement des énergies renouvelables. Cette réduction implique aussi, à terme, qu'il ne soit plus fait appel aux productions de back-up carbonées, qui, en l'état actuel des techniques, seraient sans cela indispensables. Cela suppose qu'il soit alors fait appel, soit à des centrales à biogaz, soit à un stockage de masse permettant une restitution rapide.

Les techniques actuelles de stockage et leurs coûts ont été décrits dans le rapport de la Cour sur les énergies renouvelables de juillet 2013. Cette analyse est ici cursivement reprise et, complétée par celle récente de l'ADEME[130]. Ce dernier rapport examine les besoins de stockage prévisibles en 2030. Partant de la double constatation selon laquelle, 1) la part de stockage électrique installée est déjà significative (4,3 GW de stations de transfert par pompage (STEP) et 13 GW d'hydraulique avec réservoir) et 2) la production photovoltaïque coïncide avec les périodes de fortes demande, cette étude conclut que, jusqu'à 46 GW d'éolien et 33 GW de solaire, le système électrique français apparait avoir une bonne résilience. C'est pourquoi, pour le court terme, le rapport recommande non de mettre en place un stockage électrique massif, mais de favoriser la R&D et, pour le plus long terme, les démonstrateurs. Si l'on ne peut que partager cette recommandation de fortement développer la R&D et des démonstrateurs de stockage de masse, il convient toutefois de demeurer très attentif à ce qui, au-delà des scénarios théoriques, sera la réalité de terrain. Ce qui pèse sur les réseaux et leur sécurité n'est, en effet, pas seulement la montée en charge des EnR en France, aujourd'hui encore effectivement limitée.

Les exemples polonais et tchèque (cf. l'encart, p. 185) montrent à l'envi les difficultés dont la France ne saurait, *a priori*, être exemptée. Elle le sera d'ailleurs d'autant moins, que le développement du solaire photovoltaïque dans le Sud de l'Allemagne pourrait bien, à terme pas très lointain, conduire à des problèmes similaires, en particulier via les interconnexions avec la Suisse. C'est d'ailleurs ce qu'indique explicitement l'ADEME, lorsqu'elle conclut ses recommandations : « *ce constat* (de résilience du réseau) *serait vraisemblablement très différent pour des scénarios de mix énergétique avec une part de production intermittente plus importante, comme cela devrait être le cas pour des horizons de temps plus éloignés, ou pour un développement massif de photovoltaïque en Europe, sans déploiement de stockage associé*»[157].

2 - Des technologies de stockage pour la plupart encore peu matures

Les usages des moyens de stockage d'énergie peuvent être résumés par le graphique de la Figure 36, tirée de la récente étude de l'ADEME qui en dresse le bilan[158]. Elle montre les différents systèmes de stockage d'électricité ainsi que leur degré de maturité technique.

[157] ADEME, p. 14 de l'op. cit [158].

[158] « Étude sur le potentiel de stockage d'énergie », rapport d'étude ADEME, ATEE et DGCIS, 21 octobre 2013 (http://ademe.typepad.fr/files/peps---rapport-public1.pdf). Ce rapport n'étudie pas les coûts d'investissements des scénarios. Il a été cofinancé par dix acteurs industriels référents mais les scénarios utilisés *« ne reflètent pas nécessairement la vision […] des acteurs privés* ».

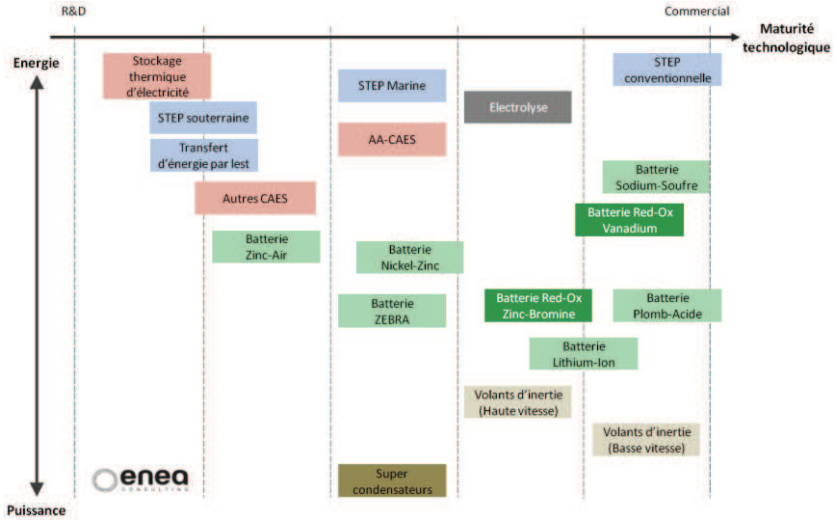


Figure 36. Niveau de maturité technologique des différentes méthodes de stockage électrique (Source : ADEME[158])

Leurs capacités potentielles sont extrêmement diverses en puissance et en énergie. Le STEP (station de transfert d'énergie par pompage hydraulique) étant la technique permettant la plus grande puissance et de stocker le plus d'énergie. Le CAES (*Compressed Air Energy Storage*) est le stockage par air comprimé, pour lequel il n'existe aujourd'hui, en France, aucune installation consacrée au stockage de masse de l'énergie électrique. Les seuls outils de démonstration sont en Allemagne et aux Etats-Unis. L'étude conclut très clairement que : « *En France métropolitaine, à l'horizon 2030, les seuls stockages d'électricité de masse rentables sont les stations de transfert d'énergie par pompage* »[159].

3 - Les STEP : seuls moyens de stockage à grande échelle, mais un développement aux capacités limitées

L'un des seuls moyens de stockage déployés sur le territoire français aujourd'hui sont les STEP. Cette situation, générale dans le monde, traduit bien l'état actuel de maturité de ces technologies.

[159] Étude précitée, p. 15.

Tableau n° 38 État des capacités de stockage installées dans le monde en 2010

	STEP	SAEC et turbine à gaz	Batteries sodium soufre	Batteries Plomb acide	Batteries nickel-cadmium	Batteries lithium-ion	Batteries redox-flow
Puissance installée en MW	140000	477	400	45	40	45	3

Source : Cour des comptes d'après les données de l'ADEME[130]

En 2011, 5,4 GW de STEP étaient installées en France, représentant un total de 30 groupes hydrauliques pouvant faire l'objet de rénovations. En 2009, ces STEP ont restitué au réseau environ 10TWh d'énergie électrique[160].

Le gain potentiel en puissance des rénovations considérées comme techniquement possibles est estimé à 600 MW, soit une puissance totale de 6 GW à l'horizon 2030. Par ailleurs, un rapport[161] du ministère de l'économie et des finances de 2006 estime à 4,3 GW supplémentaires le potentiel de développement techniquement exploitable en STEP. De plus, ce même rapport pointe un potentiel de STEP de 2000 MW. Selon ces différentes estimations, il apparaît ainsi raisonnable de retenir pour l'horizon 2030 un gisement de nouvelles STEP de l'ordre de 1 GW.

Il apparait ainsi que les STEP sont les seules installations qui soient actuellement susceptibles de permettre un stockage de masse de l'énergie électrique. Leur développement est toutefois en France limité, puisque ne pouvant passer que de 5,7 à 7 GW d'ici 2030. Ces 1,3 GW de gain de puissance seraient néanmoins très insuffisants. Ils sont, en effet, quinze fois trop faibles pour réaliser la compensation qui permettrait d'assurer la sécurité énergétique dans l'hypothèse où, en supposant un facteur de charge moyen de 20 %, 20 GW de productions nucléaire seraient remplacés par 100 GW de production dénergies renouvelables.

4 - Passer à des réseaux intelligents pour adapter la demande

La gestion des tensions entre l'offre et la demande peut également passer par une modulation de la consommation, de sa programmation à

[160] Les barrages avec lac représentent un peu moins de 20 GW de capacité installée et produisent actuellement de l'ordre de 40 TWh par an.
[161] « Rapports sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France », Mars 2006.

des moments favorables, jusqu'à son effacement avec ou sans substitution par d'autres énergies (ex. chauffage bois, etc.). Plusieurs mécanismes incitatifs ont été depuis longtemps mis en place (options tarifaires heures creuses/heures pleines[162], effacement jour de pointe (EJP), TEMPO, contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur).

L'apparition des EnR implique toutefois que ces techniques soient utilisées dans un tout autre ordre de grandeur. C'est pourquoi de nombreux espoirs sont placés dans le développement des réseaux électriques intelligents. « S*mart-grids* » Le principe consiste à largement diffuser les informations sur les conditions de production et de consommation entre les différents acteurs d'un système énergétique (électrique, gazier). Cette évolution technologique crée une rupture, car, jusqu'à présent, l'information était unidirectionnelle et asymétrique, allant dans un seul sens : des consommateurs vers le distributeur et le producteur. Les défis scientifiques et technologiques posés par ces projets sont toutefois redoutables, en particulier en ce qui concerne l'optimisation d'un tel système, l'assemblage nécessaire de technologies qui en sont à des degrés de maturité très différents et une valorisation économique aujourd'hui encore incertaine. De plus, l'acceptabilité sociale de ces techniques reste encore à vérifier. En effet, le changement de paradigme qu'elles impliquent nécessite à la fois un esprit de mutualisation chez les consommateurs, mais aussi une intrusion de ces technologies dans leur vie[163]. Ces projets en sont toutefois encore au stade de l' « aventure technologique »[163].

C - Aller vers un coût complet

1 - Intermittence, puissance installée et stockage : le facteur de charge

La « valeur » de l'électricité intermittente reste aujourd'hui encore, le plus souvent appréciée par référence à la « parité réseau », autrement dit, le coût de production et de transport de l'électricité « classique », au

[162] Selon RTE, la réduction de consommation des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution générée par les options EJP et Tempo s'élève globalement à 2 800 MW (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Les clauses d'effacement contractuel hors tarifs réglementés, qui concernent aujourd'hui surtout des établissements industriels très gros consommateurs offrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 1 000 MW. Enfin, le dernier appel d'offres lancé par RTE sur le mécanisme d'ajustement, lancé fin 2010, a permis de contractualiser des offres pour un volume total de 230 MW.

[163] Cf. les articles sur le sujet dans « L'énergie à découvert », CNRS Editions, Paris, 2013.

point ou est produite l'électricité intermittente. Ce faisant, on ne tient compte ni de leur irrégularité, ni de leur imprévisibilité relative et encore moins de leurs conséquences.

Cette situation ne peut pas ne pas influer sur l'organisation même de la production. Dès lors, en effet, que les facteurs sont, en France, de l'ordre du 1/5^{ème,} dans l'éolien terrestre, voire en-dessous du 1/8^{ème,} dans le photovoltaïque, les puissances installées ne sont plus directement comparables d'une source à l'autre. Une même production d'électricité suppose, en effet, des puissances installées très différentes selon les sources utilisées, d'autant plus importantes que leur facteur de charge est faible. Or c'est bien l'électricité *in fine* délivrée au réseau qui doit servir de critère directeur.

Dès lors que les EnR intermittentes fournissent une part significative de la production d'électricité, on ne peut donc plus se limiter à comparer des puissances installées en omettant le facteur de charge. Il faut, en quelque sorte, raisonner à l'envers et, partant de la demande appelée, tenir compte du facteur de charge pour calculer les puissances à installer pour la satisfaire. Le calcul des coûts d'investissement devrait impérativement désormais tenir compte de cette réalité.

Il le devrait d'autant plus que l'intermittence ne fait pas qu'appeler une puissance installée plus grande, fonction inverse du facteur de charge. Il ne suffit pas en effet de multiplier par 8 la puissance installée en photovoltaïque, ni par 5 celle de l'éolien terrestre, pour disposer d'une production électrique similaire à celle de 1,25 de nucléaire[164] ou de 4 d'hydroélectrique. Car si les chiffres de production de kWh peuvent ainsi être facialement identiques, demeure néanmoins une différence majeure dans la disponibilité de l'électricité produite. Par sa nature même, l'intermittence[165] oblige, en effet, soit à l'appel instantané au « *back up* » en complément de ses creux, soit au stockage pour les lisser, soit, enfin, à l'importation d'électricité[166] dès lors que le défaut de production fait courir un risque de réseau. Au-delà donc du seul surcoût lié à une puissance supplémentaire qu'il faut installer, ce sont autant d'investissements et de coûts supplémentaires ou d'accroissement du

[164] Le nucléaire ayant un facteur de charge d'approximativement 0,8, il faut multiplier l'énergie souhaitée par un facteur de 1/0,8, soit 1,25, pour obtenir la puissance installée nécessaire pour la produire.

[165] Ou plus exactement, l'intermittence difficilement prévisible. Pour être aussi intermittente, l'énergie marémotrice n'en est pas moins quasi parfaitement prévisible dès lors que l'on dispose de la table des marées.

[166] Ou encore, bien sûr, aussi à l'effacement de la demande. On se situe toutefois ici dans une optique de production, l'action sur la demande et son coût sont examinés infra.

déficit extérieur qu'il faut impérativement prendre en compte dès lors que ces sources d'énergie prennent une place de plus en plus significative.

Un exemple simple, qui n'a pas la prétention de représenter la réalité, en fournit l'illustration dans l'annexe VII. Il y est montré que le rendement d'un système de production éolienne garantissant une puissance donnée en continu est faible s'il est tenu compte du facteur de charge et du rendement de stockage

Du fait des conséquences multiples et importantes qu'entraîne leur intermittence, le calcul économique devrait cesser de ne considérer que le seul coût de production des EnR. Il pourrait prendre en compte un ensemble, qui inclut, aujourd'hui, l'opération de production de soutien ou d'importation de complément, demain, celle de stockage, qui, elle-même, du fait de son rendement limité, rétroagit sur la puissance installée.

2 - Connexion au réseau et compensation : les « coûts systémiques »

Faute d'une capacité de stockage, l'introduction d'une part sans cesse croissante d'une production intermittente dans les réseaux exige des débouchés instantanés sur le marché. Cela d'autant plus qu'elle est liée à une obligation d'achat. C'est pourquoi, « *la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence* »[167]. Le raccordement à grande échelle de sources beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment) va poser de ce fait des problèmes inédits.

Une étude de l'OCDE – Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)[168] a estimé les coûts « systémiques » des systèmes électriques de quelques pays de l'OCDE. Ceux-ci y sont définis comme l'ensemble des coûts au-delà des coûts de production aux bornes de la centrale, permettant de fournir de l'électricité à une charge et un niveau de sécurité d'approvisionnement donné, hors stockage durable. Seuls donc les coûts relatifs à un stockage limité de rééquilibrage pour pallier les sauts de tension et de compensation (par des condensateurs), ainsi qu'à la connexion au réseau et à sa réorganisation y sont pris en compte.

Ces « coûts systémiques au niveau du réseau » peuvent être globalement divisés en deux catégories.

---

[167] G. Bellec, "Avant-propos", « Responsabilité et environnement », Annales des Mines, n° 69, janvier 2013.

[168] « Energies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone » (2012), OCDE / AEN (Agence pour l'énergie nucléaire).

Les premiers correspondent aux coûts des investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités. On rappellera qu'en Allemagne le coût d'extension et de renforcement des réseaux est estimé à quelque 45 Md€ à l'horizon 2020, soit un investissement de l'ordre de 900 €/kW de photovoltaïque et d'éolien terrestre ou offshore installé[169].

Les seconds correspondent aux coûts supplémentaires pour l'équilibrage à court terme de la production et de la demande.

[169] W. Wiesmeth, R. Barth, A. Voth, "Cost supply curves of renewable electricity in Germany", Institute of energy and the rationale use of energy, University of Stuttgart, IRENA-ETSAP joint session, 17 juin 2013, Paris.

Tableau n° 39 Estimation des coûts systémiques au niveau du réseau en France (en USD / MWh)

Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien terrestre		Eolien offshore		Solaire	
Niveau de pénétration	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Coûts de réserve (adéquation)	0	0	0,08	0,08	0,08	0	8,14	8,67	8,14	8,67	19,4	19,81
Coûts de rééquilibrage	0,28	0,27	0	0	0	0	1,9	5,01	1,9	5,01	1,9	5,01
Connexion au réseau	1,78	1,78	0,93	0,93	0,54	0,54	6,93	6,93	18,64	18,64	15,97	15,97
Renforcement et extension du réseau	0	0	0	0	0	0	3,5	3,5	2,15	2,15	5,77	5,77
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	**2,07**	**2,05**	**1,01**	**1,01**	**0,54**	**0,54**	**20,47**	**24,1**	**30,83**	**34,47**	**43,03**	**46,55**

Source : OCDE – Agence pour l'énergie nucléaire (Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone, 2012)

L'étude de l'OCDE montre que si les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et constants, ils sont, en revanche, considérablement plus élevés, de l'ordre d'au moins un facteur 10, pour les sources intermittentes, notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque[170] et sont, de surcroît, fonction croissante du taux de pénétration de celles-ci dans le mix électrique. Une actualisation récente[171] fait d'ailleurs état de chiffres similaires pour des taux de pénétration de 10 %, mais nettement plus importants pour un taux de 30 %, ce qui témoignerait d'une forte sensibilité des « coûts systémiques » au taux de pénétration. Ce qui est par ailleurs confirmé par l'étude précitée de l'Université de Stuttgart : « *plus la part des EnR est importante, plus le coût du transport et de la distribution constitue une part croissante des coûts de l'offre d'électricité* ».

Tous les éléments à disposition concourent donc à démontrer que, au-delà du coût direct de production, aujourd'hui seul pris en compte, l'intermittence a un coût spécifique très significatif et croissant en fonction de la part prise par les EnR dans le mix électrique.

V - Défis technologiques et physiques

A - De nombreux paris technologiques à assumer

Tous les scénarios de transition énergétique reposent sur des paris technologiques, supposés à terme surmontés. Une certaine prudence doit ici s'imposer. Le domaine de l'énergie est, en effet, central ; il engage des investissements massifs, a des conséquences structurantes à très long terme et implique l'ensemble des citoyens, tous consommateurs et bientôt, pour certains, peut-être producteurs. Aussi, a-t-il paru nécessaire de faire le point sur quelques technologies, sur lesquelles reposent les scénarios d'ingénieurs mentionnés plus haut et, parfois, des décisions difficilement réversibles, comme en Allemagne.

[170] Sur ce sujet, cf. aussi, F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, « System LCOE : what are the costs of variable renewables?", Postdam Institute for climate impact research, 32th international energy workshop, Paris, juin 2013.

[171] J. H. Keppler, M. Cometto, "Short term an long term system effects of intermittent renewables on nuclear energy and the electricity mix", OCDE/NEA nuclear development division, Université Paris-Dauphine, 31 janvier 2013.

1 - L'hydrogène : une solution séduisante mais non encore démontrée pour le stockage de masse

De nombreux projets à travers le monde se sont déjà attachées à la mise au point de nouvelles technologies de stockage et de transport de l'hydrogène, notamment dans le transport (voitures à hydrogène). Des techniques de stockage de l'électricité par dissociation de l'eau ou du CO_2 sont actuellement à l'étude chez GDF Suez, Areva, Solvay-Rhodia, le commissariat à l'énergie atomique (CEA) ou L'Air Liquide et dans les pays voisins, chez E.ON, DONG Energy ou Siemens.

Il s'agit d'utiliser l'énergie excédentaire fournie par les moyens intermittents pour fabriquer de l'hydrogène et, soit le stocker avant de le reconvertir en électricité via une pile à combustible, soit l'injecter directement dans le réseau gazier. Le rapport « Energie 2050 » [172] a, en 2012, fait une analyse succincte des possibilités de cette technologie, comme d'ailleurs l'Académie des sciences[173].

En l'état actuel des techniques, un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de dix, voire cent fois, supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros.

Le rapport de l'Académie des sciences cité ci-dessus met, quant à lui, en avant un autre verrou, majeur: « *il n'y a pas de futur pour une économie à hydrogène si on ne résout pas les problèmes de catalyseurs. En effet, les électrolyseurs et les piles à combustibles nécessitent la présence de catalyseurs à base de métaux nobles pour accélérer les réactions aux électrodes.[…] En fait, le problème va bien au-delà du simple coût du dispositif engendré par la présence de ces catalyseurs. En effet, compte tenu de la rareté des métaux nobles, il n'y en a tout simplement pas assez sur la planète...*»

La voie hydrogène de stockage est donc, en l'état actuel, encore problématique : temps de fonctionnement limité, variabilité considérable des pics de production éolienne, investissement important pour un taux d'usage faible, incertitude sur les performances des processus de transformation de l'hydrogène stocké en électricité et importante perte de l'énergie électrique.

---

[172] Energie 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, Centre d'analyse stratégique, 2012, p.139.

[173] « *La recherche scientifique face aux défis de l'énergie* », Comité de prospective en énergie »de l'Académie des sciences, Rapport adopté en séance plénière le 25 septembre 2012.

2 - La méthanation pour le stockage et la fabrication de carburants synthétiques : une piste qui reste entièrement à démontrer

Pour s'affranchir des contraintes précédentes, la méthanation[174], ou conversion catalytique directe du CO_2, consiste à réduire du CO_2 (par exemple celui des usines grandes émettrices) grâce à l'hydrogène, pour produire du méthane de synthèse.

Dans son analyse de la stratégie allemande de l'*Energiewende* et de la première mise en œuvre d'un pilote de méthanation à Stuttgart[175], la revue Nature[176] reconnait qu'il s'agit d'une technologie encore immature, coûteuse et limitée à 50 % de rendement énergétique.

Ainsi, pour des raisons tant techniques qu'économiques, les procédés de stockage via le méthane et même l'hydrogène semblent encore loin de la maturité. L'électrolyse étant un procédé déjà ancien, d'importantes ruptures technologiques apparaissent nécessaires avant qu'elle puisse être déployée à grande échelle.

B - Des contraintes physiques

1 - La biomasse : une source limitée par le faible rendement et les surfaces disponibles

Grâce au processus de la photosynthèse, le monde vivant, - les végétaux et certaines bactéries -, utilise en permanence le soleil pour transformer l'eau et le dioxyde de carbone en molécules à haute valeur énergétique, que l'on retrouve dans la biomasse. Ce qui est remarquable, c'est que ces systèmes utilisent comme catalyseurs des métaux abondants, tels le manganèse, le nickel ou le fer, et non des métaux nobles, comme le platine, indispensable pour l'électrolyse de l'eau. Toutefois, si le processus de photosynthèse peut théoriquement se faire avec des rendements de 10 %, en réalité les organismes vivants fonctionnent avec des rendements qui ne dépassent pas 1 à 2 %.

Une des limitations majeure de cette technologie est ainsi la compétition pour les terres, en particulier la concurrence avec les productions à usage alimentaire. Mais il est vrai que la France dispose de

[174] Dénommé en anglais P2G pour power-to-gas, À ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.
[175] d'une capacité de 250 kW d'électrolyse et d'un coût de 3,5 M€.
[176] « Germany's Energy Gamble », Nature, vol. 496, pp.156-158, 11 April 2013.

potentialités considérables de terres et de forêts par rapport à ses voisins européens.

2 - Le bois pour la chaleur : une sous-exploitation de la forêt française

Élément quasi-exclusif de notre alimentation (les animaux qui constituent notre nourriture sont majoritairement herbivores), les biomasses végétales terrestres jouent un rôle important sur trois registres : les matériaux issus de la biomasse et leurs usages variés, y compris alimentaires, le stockage de carbone par échanges avec l'atmosphère et, enfin, les usages énergétiques.

Parmi les énergies renouvelables, c'est encore la biomasse qui domine dans le monde : en 2010 sur un total d'énergie primaire de 12,7 Mtep, 13,3 % étaient des énergies renouvelables dont une proportion de 10 % provenait du bois.

À ce titre, avec 16,1 millions d'hectares, en France métropolitaine, la forêt (troisième forêt d'Europe, derrière la Suède et la Finlande) constitue un atout, majeur, d'autant qu'elle connaît une extension continue depuis la deuxième moitié du XIX^{ème} siècle (la forêt couvrait environ 9 millions d'hectares en 1830). Cependant, la valorisation de cet atout a toujours été problématique, du fait notamment du morcellement de la propriété de la forêt.

Le constat d'une sous-exploitation de la forêt française est récurrent depuis trente ans. Le premier rapport sur le sujet en 1978 (rapport Meo-Bétolaud) préconisait une augmentation de 12 Mm^3 dans les dix ans. Il a été suivi par les rapports Duroure en 1982, Bianco en 1998, Juillot en 2003, puis Puech en 2009, qui vise à nouveau à augmenter la récolte annuelle de 12 puis 21 Mm^3 à horizon 2020.

Selon l'ADEME, 7,4 millions de ménages français se chauffent aujourd'hui au bois, contre 5,9 millions en 1999. En 2013, le chauffage domestique ayant fonctionné dans toutes les régions françaises jusqu'au mois de juin, les fabricants abordent cet hiver avec un manque de production et doivent pour la première fois importer du bois[177].

La Cour a été saisie par le Sénat d'une demande d'enquête sur les soutiens à la filière française du bois, dont les résultats pourraient être publiés fin 2014.

[177] Les Echos, 20 novembre 2013.

3 - Les biocarburants : un exemple d'une « bonne solution » pouvant se révéler négative dans les faits

Les biocarburants sont l'exemple-type des solutions qui étaient initialement reconnues comme idéales pour faire baisser les émissions de CO_2 des transports. Après vingt années de développements, elles sont désormais suspectées d'avoir un impact négatif en termes environnementaux. La Cour a publié un rapport[80] très complet sur ce sujet en 2012. Ses conclusions mettaient en doute le caractère aussi bénéfique que prétendu initialement des biocarburants dits de première génération, c'est-à-dire ceux fabriqués à partir des végétaux servant à l'alimentation humaine ou animale, en termes de réduction des émissions de CO_2.

4 - Le biogaz : des espoirs, mais beaucoup reste à démontrer

Sur le sujet du biogaz, l'exemple de L'*Energiewende* est instructif à analyser. La transition allemande fait jouer un rôle majeur au gaz (gaz naturel et biogaz). Son développement permet, en effet, tant de partiellement compenser l'arrêt du nucléaire, que d'assurer un « back up » à l'intermittence des EnR. Ce rôle du gaz dans le système allemand est donc important, que le méthane soit importé de Russie, issu des ressources européennes de gaz de roche-mère ou qu'il s'agisse de biogaz[178].

Toutefois en 2012, la biomasse, c'est-à-dire dans ce cas principalement le biogaz, ne représente encore que 9,1 GW, alors que dans la perspective 2050, les textes allemands attribuent au biogaz un rôle central d'adaptation de la production à la demande, ce qui supposerait une puissance installée de l'ordre de 60 GW.

Certes, les installations de production d'électricité sont les mêmes quelle que soit la source de méthane, conventionnel, non conventionnel ou bio généré. Mais la génération biologique de ce gaz, par des procédés qui n'utilisent pas les productions agricoles, est loin d'être industriellement disponible. Actuellement, une grande partie du bio méthane produit en Allemagne l'est à partir de la culture de maïs, ce qui, compte tenu du problème posé par les biocarburants mentionnés ci-dessus, risque de donner un bilan environnemental au mieux nul. En dehors des questions économiques, la capacité de produire de telles quantités de bio méthane sur le territoire allemand n'est pas démontrée :

[178] Fin 2012, le prix du gaz en Europe (12 $ /MBTU) était environ 4 fois supérieur au prix sous-évalué américain (3 $/MBTU). Le marché spot alimenté par le gaz naturel liquéfié (GNL) était entre les deux (8 $/ MBTU). Le biogaz allemand de première génération était lui trois à quatre fois plus cher que le GNL.

le mix méthane en Allemagne est susceptible de fluctuer suivant des facteurs extérieurs variés.

VI - Produire mieux, améliorer les usages

A - Des changements de comportement pour des économies d'énergie

Considérant que ce n'est pas la production d'énergie qui constitue le facteur véritablement limitant de long terme, toutes les stratégies de réduction des GES reposent sur une perspective de réduction sensible de la consommation d'énergie. Ainsi, pour ne prendre qu'un exemple récent, la vision 2030-2050 de l'ADEME s'appuie sur une réduction de la consommation d'énergie qui passerait de 151Mtep en 2010 à 123 Mtep en 2030 (- 18 %) et à 82 Mtep en 2050 (- 47 %), réduction d'autant plus massive qu'elle s'opérerait dans un contexte de croissance démographique. De telles économies d'énergie supposent néanmoins de profonds changements dans les comportements, qui ne peuvent se réaliser que dans le long terme.

1 - Bâtiment : abandon de la préférence pour l'habitat individuel et hausse massive du télétravail

À l'horizon 2030, le scénario de l'ADEME suppose avant tout une réduction de la consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment (54 % du total des économies d'énergies). Cette trajectoire d'économies dans le bâtiment combine des hypothèses volontaristes à des changements forts de comportements. Elle prévoit ainsi que l'ensemble des bâtiments construits avant 2020 auront été rénovés, afin que la consommation moyenne des logements passe de 191 $kWh_{ef}/m^2/an$ en 2010 à 75 $kWh_{ef}/m^2/an$ en 2050. Compte tenu du rythme de rénovation retenu pour la période 2012-2030, il faudrait ainsi entreprendre la rénovation de 18 millions de logements, soit un rythme de 900 000 rénovations par an.

Par ailleurs, le scénario postule deux changements radicaux de comportement : une inversion de la composition du parc de logements (la part des maisons individuelles passerait de 60 % aujourd'hui à 40 % en 2050) et une réduction de 20 % de la surface de bureaux par employé. La première tendance va à l'encontre de la préférence collective des Français depuis plusieurs dizaines d'années pour les maisons individuelles. La seconde tendance est une rupture dont le caractère réaliste ou non n'est pas discuté dans les documents de l'ADEME. Elle nécessiterait un fort

développement du télétravail. Or le scénario de l'ADEME ne semble pas incorporer l'augmentation moyenne de la surface des logements, pour y systématiser les zones de bureaux, que rendrait nécessaire cette hausse massive du télétravail.

2 - Agriculture : une utilisation différente des sols, s'alimenter autrement

a) Se concentrer sur les émissions des terres liées aux activités humaines

Depuis la mise en œuvre du Paquet énergie-climat (PEC), les émissions de gaz à effet de serre des terres ont été prises en compte dans deux secteurs distincts : celui de l'« agriculture » et celui de l'« utilisation des terres, leurs changements et la forêt » (UTCF). Le premier traite des émissions des sols liées à la fertilisation, à l'élevage et au travail du sol, le second appréhende quant à lui la question du carbone depuis la biomasse jusqu'à la matière organique des sols.

Le secteur UTCF est traditionnellement traité à part dans les inventaires nationaux d'émissions et ses émissions ne sont pas comptabilisées dans les objectifs de réduction des émissions de GES de 20 %. Toutefois, l'Union européenne a fixé de nouvelles règles[179] de comptabilisation, destinées à faciliter son intégration aux engagements globaux. Cette décision instaure l'obligation pour les Etats membres de communiquer des informations sur leurs actions dans ce secteur, en vue de limiter ou de réduire les émissions et de maintenir ou de renforcer les absorptions. Ces informations devront concerner, à compter de 2013, le boisement, reboisement et déboisement, la gestion des forêts, la gestion des terres cultivées et celle des pâturages.

Cette orientation européenne est structurante pour la France dans la mesure où la forêt couvre près de 16 millions d'hectares en métropole. Elle devrait donc conduire à une approche intégrée de la politique agricole et forestière.

Elle devrait aussi entraîner un changement radical de la politique dans le secteur agricole. Ainsi les mesures principales devront-elles se concentrer sur le cœur des émissions (méthane et azote) et la politique agricole de réduction des GES aura impérativement à se préoccuper de la

[179] Décision de l'Union européenne n° 529/2013 du 21 mai 2013 relative aux règles comptables concernant les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre résultant des activités liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie et aux informations concernant les actions liées à ces activités.

question centrale de l'utilisation des sols. C'est autour de cette notion, qui implique de fixer des règles plus contraignantes de gestion des prairies, que les réflexions systémiques à engager pour l'agriculture et le secteur UTCF devront donc désormais s'organiser. Ainsi, la bonne gestion du puits forestier français permettra-t-elle de mieux répondre à l'objectif du facteur 4.

Par ailleurs, la mise en œuvre par les autorités française d'une politique globale de l'agriculture, de la forêt et des sols contribuerait au respect de l'engagement national de réduction des émissions de GES, tout en permettant d'exercer des contraintes moins fortes sur les autres secteurs, comme le bâtiment ou les transports. Ceci permettrait donc une meilleure répartition de l'effort entre les secteurs concernés par la décision « partage de l'effort » de réduction des GES.

Enfin, le développement d'une politique globale permettrait d'établir une stratégie volontaire en matière de biomasse, ce qui pourrait peser sur la réalisation d'un autre objectif du PEC, le développement des EnR. En effet, un recours accru à la biomasse et au bois-énergie, pourrait permettre de réduire l'utilisation des énergies fossiles. Encore conviendra-t-il alors que soit aussi prise en compte la question des conflits d'usages, qui nécessite de penser l'utilisation du bois dans le respect de ses capacités globales d'absorption de carbone.

b) Une modification significative du modèle alimentaire est à envisager et rendre acceptable

Dans son document de prospective « vision 2030 et 2050 », l'ADEME se base sur une hypothèse forte d'un lien direct entre l'évolution des régimes alimentaires de la population française et son agriculture. Agir sur les modes alimentaires et de consommation a un impact direct sur l'agriculture et les industries agro-alimentaires et donc sur les émissions de GES de ce secteur économique.

Pour 2030, l'ADEME se fonde sur une analyse tendancielle et prend plusieurs hypothèses :

En matière alimentaire, la vision 2030 suppose :

- une diminution de la valeur calorique journalière de 3 500 kcal/jour à 2 700 kcal/jour ;
- une diminution des aliments à fort impact carbone dans nos assiettes : viande, œufs, poissons ;
- une évolution forte de nos modes de consommation alimentaire avec la baisse des pertes évitables, du gaspillage alimentaire, le

développement des circuits courts, de la consommation de saison et de l'autonomie territoriale là où elle est réalisable.

Quant aux modes de production, la vision 2030 repose sur un fort développement des systèmes agro-écologiques à bas niveaux d'intrants, de l'agroforesterie et sur un fort ralentissement du processus d'artificialisation des sols.

De telles perspectives rencontrent deux ordres de difficultés. S'agissant des agriculteurs, les changements attendus devraient conduire à un effort d'investissement très important dans un secteur économique pourtant déjà tendu. Quant aux consommateurs, le changement de contenu assez drastique de la ration alimentaire qui est postulé supposera de veiller à son acceptabilité. Le levier identifié dans ce domaine reste le lien entre régime alimentaire et préoccupations de santé et de qualité des produits.

B - Transports : la réduction de mobilité, une réponse non unique sur le climat

Outre qu'il est un élément majeur de consommation d'énergie carbonée et d'émission de CO_2, le secteur des transports présente la difficulté d'être parcellisé en de multiples sous-secteurs distincts, aux logiques différentes, et d'être diffus c'est-à-dire de descendre au niveau quasi individuel des usagers, chacun ayant sa motivation propre et des moyens de mobilité spécifiques. En outre, depuis la première révolution industrielle, la mobilité et la vitesse de déplacement ont quasiment crû comme le PIB[180], leur élasticité constatée étant pratiquement de l'ordre de l'unité. Rompre ce lien entre PIB et mobilité, comme transformer les usages de déplacement, sera sans doute une politique extrêmement difficile à mettre en œuvre.

Comme indiqué dans la Chapitre II, les transports, au premier rang en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers (dont ils sont dépendants à 96 %), sont le secteur qui émet aussi le plus de CO_2. C'est en partie une conséquence de leur très faible électrification par rapport aux autres secteurs. Mais, ils sont aussi celui où la décroissance des émissions de CO_2 apparaît la plus faible[181].

[180] Y. Crozet et al, "*Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France*", Transport Policy (2012).

[181] Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le Paquet climat-énergie ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

En fait, la croissance relative des transports dans le bilan carbone du pays est largement liée à la croissance relative de l'activité de transport, plutôt qu'à une augmentation des consommations kilométriques[182]. Les émissions de CO_2 dues aux usagers de la route sont passées de 111 Mt en 1990 à 127 en 2000 et 121 en 2011, soit une augmentation de 9 % en 20 ans et représentent à elles seules 34,6 % des émissions totales[183]. Dans le même temps, les circulations de véhicules légers (voitures et utilitaires légers) ont crû de 32 %, celles des poids lourds de 28 %, et les tonnes-km transportées sur le territoire de 61 %. Les progrès en termes d'émissions par rapport au service rendu sont donc significatifs, et plus importants d'ailleurs dans le transport de marchandises, où se cumulent progrès technologique sur les moteurs et meilleures organisations logistiques. Il n'en va pas de même pour la voiture, pour laquelle le progrès technologique existe, mais n'est pas accompagné de progrès logistiques permettant un meilleur remplissage des véhicules (covoiturage par exemple). Le véhicule individuel domine le paysage, avec 90 % des km.voyageurs parcourus, et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé[184] comme objectif d'ici 2030, de réduire les émissions de GES des transports à 20 % en dessous de leur niveau de 2008, et a appelé à une réduction de 60 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Aucun pays n'ayant encore réussi à améliorer notablement les émissions dans le secteur des transports, il paraît utile d'analyser les facteurs pertinents.

Le niveau des émissions de CO_2 liée aux différents modes de transport dépend de différents facteurs liés à l'énergie utilisée, aux distances parcourues, au nombre de personne par véhicule, etc. On peut analyser les émissions comme le résultat cumulé de cinq facteurs :

1. la taille de la population ;
2. le contenu en CO_2 des carburants ;
3. la consommation moyenne d'énergie par distance parcourue ;

[182] La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA.

[183] Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total.

[184] « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission européenne au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

4. l'occupation moyenne du moyen de transport ;
5. l'importance de la mobilité individuelle.

En remplaçant les voyageurs par des tonnes de marchandise, cette formulation est tout aussi pertinente pour le fret.

Il suffit alors, par exemple, que chacun des quatre facteurs, de (2) à (5), diminue de seulement 30 % pour qu'à travers leur produit, les émissions de CO_2 soient réduites d'un facteur 4. Ces mêmes différents facteurs peuvent ainsi permettre de déterminer les leviers des politiques qui sont détaillés dans l'annexe V.

Dans une approche plus sociologique, développée dans l'Annexe V consacrée aux transports, les pistes de réduction d'émission ont été classées selon qu'elles modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité.

Trois pistes ne modifient qu'à la marge le service à la mobilité : les substitutions dans les énergies de propulsion, l'amélioration purement technologique des véhicules existants et l'apparition de véhicules de même catégorie, mais plus petits, ou moins puissants, ou de vitesse de pointe moins élevée. C'est la perspective que vise à réaliser le système actuel de bonus/malus.

Celles qui modifient par contre de façon la plus importante le service à la mobilité ou les modes de vie sont

- le transfert modal qui modifie de façon substantielle le service à la mobilité : il modifie le vécu du déplacement et allonge le plus souvent les durées de parcours. Il n'est possible que là où des services existent, et n'est souhaitable (du point de vue du CO_2) que là où le potentiel de remplissage assure une meilleure efficacité énergétique que celle des modes individuels. Deux pistes efficaces (en CO_2) et assez peu coûteuses en finances publiques méritent attention : le covoiturage et des services d'autocar avec peu d'arrêts et utilisant les réseaux rapides ;
- la réduction de la mobilité globale et de son besoin, par exemple par l'action directe sur l'espace (aménagement et urbanisme au sens large, relocalisation de l'appareil de distribution au plus près des consommateurs, etc.).

Les substitutions par les technologies de l'information et la communication offrent des alternatives, mais dont le potentiel global est très débattu, l'histoire ayant plutôt montré jusqu'à présent une croissance parallèle des communications réelles et virtuelles. Le potentiel semble

cependant réel pour l'association des deux, comme le montre l'explosion actuelle du covoiturage à partir des réseaux sociaux et de l'utilisation des smartphones.

C - Habitat : la solution de l'autonomie énergétique

1 - La production délocalisée d'électricité, solution socialement optimale ?

La consommation au plus près de la production, à l'échelle d'un quartier, d'un immeuble, voire de l'habitat individuel limite de facto les pertes, les coûts de transports et les difficultés de pénétration des énergies renouvelables sur le réseau en raison de leur variabilité. Pour autant, ce système n'est pas censé conduire à une pleine autarcie énergétique, mais, par exemple, comme en Allemagne, à la revente du surplus de production, du fait de la différence des tarifs entre électricité achetée et électricité revendue. Il n'est alors besoin que de systèmes de stockage de taille relativement modeste à installer en bout de ligne. Donc, même en Allemagne où tous les systèmes photovoltaïques de moins de 30kWc sont en autoconsommation, n'en demeure pas moins la nécessité d'un réseau capable d'absorber le surplus.

Les systèmes électriques existants sont actuellement gérés sur un modèle centralisé alimentent un réseau de transport, puis de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au consommateur final. Dans ce modèle, le système fonctionne comme un « lac » unique, commun à tous les moyens de production, dans lequel le consommateur va puiser selon ses besoins. Il permet d'offrir aux consommateurs la garantie de la fourniture sans considération de la disponibilité locale de la production. C'est aussi une manifestation de solidarité de nos sociétés, un manque de production sur un site étant compensé par une production venant d'ailleurs, du territoire national ou de l'étranger. Il s'agit aussi d'une optimisation des capacités, car le réseau permet d'avoir besoin de beaucoup moins d'installations que si chacun, à un niveau personnel ou même local, produisait sa propre électricité sans être relié au réseau. La raison de la nécessité d'une solidarité[185] tient au fait que l'on ne sait pas stocker l'électricité en grande quantité, du moins pour l'instant.

La politique dite d'appropriation des productions par les territoires n'apparaît donc pas automatiquement comme un facteur d'optimisation, ni technique, ni économique. Elle l'est d'autant moins que production

[185] Le raisonnement est différent pour l'énergie de chaleur qui peut, de façon toute aussi optimale, soit utiliser des réseaux à gaz ou une production locale de biomasse (bois, biométhane, etc.).

décentralisée ne signifie pas autoconsommation locale. En effet, si la production d'électricité issue de panneaux photovoltaïques intégrés au bâti peut être stockée localement en petite quantité, les éoliennes produisent du courant en moyenne tension (20 kV), qui est ensuite monté en haute tension pour être injecté dans le réseau de transport.

2 - Le développement de l'autoconsommation couplée au réseau suppose des outils adaptés

Dans les conditions actuelles, la mise en œuvre de l'obligation d'achat fait de cet accès au réseau la clef de la rentabilité de la production d'énergies renouvelables. La possibilité pour un producteur de ne vendre qu'une partie de sa production voire de ne rien vendre existe déjà, mais ne présente pas d'intérêt économique et n'est donc pas utilisée autrement que de façon anecdotique sur des sites isolés.

L'adaptation des réseaux au développement des énergies renouvelables, a un coût important, estimé à 5,5 Md€ par les gestionnaires de réseaux (RTE et ERDF). Un autre type d'organisation, plus décentralisé, pourrait donc également apparaître, dans lequel les installations de production de petite capacité seraient raccordées directement au lieu de consommation, ou à un réseau local, dans une logique de consommation de proximité.

Pour l'instant, le choix du modèle centralisé n'a pas été remis en cause, mais, tant les contraintes d'adaptation du réseau, que le coût croissant des tarifs d'achat pour la collectivité pourraient justifier le développement de l'autoconsommation. Pour cela, il faudrait toutefois qu'elle puisse être assortie de conditions : mise en place de dispositifs d'effacement volontaire de la consommation en période de pointe, de solutions de stockage ou d'une garantie d'approvisionnement par le réseau, voire d'une remise en cause de l'obligation d'achat.

Ces conditions impliqueraient, un financement soit par le contribuable, soit par l'ensemble des consommateurs, le tarif devant alors refléter le coût de cette garantie, assise plus probablement sur la puissance réservée ou même simplement sur l'accès au réseau[186] que la consommation d'électricité.

La gestion des tensions entre offre et demande pourra également passer par une modulation de la consommation, avec par exemple la mise

[186] ERDF a d'ailleurs demandé à la Commission de régulation de l'énergie que la structure du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité repose davantage sur la puissance que sur l'énergie.

en œuvre de réseaux intelligents, ces outils restant toutefois encore en phase expérimentale.

Le ministre chargé de l'énergie a annoncé, mi-octobre, une concertation sur l'autoconsommation, qui pourrait figurer dans la future loi sur la transition énergétique, laissant les producteurs consommer directement leur électricité. Les conditions économiques et de financement de ce dispositif restent à déterminer.

VII - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales

Si l'objectif ultime du Paquet énergie-climat est bien la lutte contre le réchauffement climatique, l'objectif final auquel il est jaugé est celui des émissions de GES et c'est, logiquement, à partir de leur mesure que les résultats sont évalués. Or l'objectif que constitue la réduction des émissions de GES est un champ excessivement limité et trop restreint pour réellement et effectivement indiquer ce qui est visé. Une évaluation réalisée à partir des seules émissions ne permet en effet pas de porter un jugement suffisamment informé sur la contribution des pays concernés à la lutte contre le réchauffement climatique.

A - Emissions et empreinte : deux concepts distincts

Pour un territoire et une population donnés, la mesure des émissions est par nature péjorative de la réalité de leur contribution au réchauffement climatique. Dans des économies ouvertes et largement mondialisées, où le commerce extérieur représente une part importante et croissante de l'activité, il ne suffit pas de s'en tenir à la seule production et aux émissions de GES qui lui sont liées, c'est bien l'ensemble de l'équivalent carbone contenu dans la demande finale et ainsi en définitive libéré dans l'atmosphère qui doit être pris en compte.

De cet ensemble des GES contenus dans les biens et services qui sont consommés sur un territoire, l'empreinte carbone donne l'exacte mesure. Ainsi, l'empreinte reprend les émissions propres à l'activité nationale et leur ajoute le solde net des émissions associées au commerce extérieur. Soit, pour 2005 :

Emissions produites	*410 $MtCO_2$*
+ GES liés aux imports	*+ 340 $MtCO_2$*
– GES associés aux exports	*- 205 $MtCO_2$*
= Empreinte	*= 545 $MtCO_2$*

Ces premières estimations[187] montrent ainsi que pour cette année, ce n'est pas moins de 135 $MtCO_2$ qu'il faut d'ajouter aux 410 $MtCO_2$ émises par la France. Le solde carbone du commerce extérieur de la France représente donc un véritable enjeu, puisque, en l'état des choses, il constitue un majorant très significatif par rapport aux émissions. Se limiter à la seule prise en compte de ces dernières revient en effet à sous-estimer de près d'un tiers la réalité de l'effet de serre généré par le pays.

Lorsque l'on ajoute le solde net des émissions de CO_2 des échanges extérieurs de la France aux émissions produites sur le territoire national, on passe de 6,7 tonnes de CO_2 par personne et par an à 9 tonnes par personne. Dans ce total, les ¾ sont imputables à la consommation des ménages, principalement sur les postes du logement, du transport et de l'alimentation, environ 10 % à la consommation des administrations et un peu plus de 15 % à l'investissement.

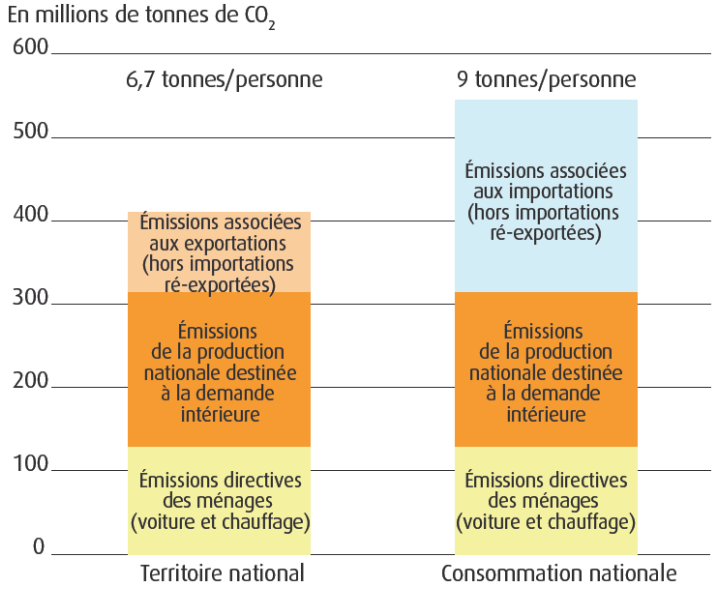


Figure 37. Emission de CO_2 intérieures vs. empreinte carbone de la demande française en 2005 (source : CGDD, CO_2 et activités économiques de la France, Août 2010)

Ceci ne fait que souligner le rôle propre des modèles de consommation et des modes et styles de vie dans la dynamique de la

[187] *CO_2 et activités économiques de la France,* Études et documents, n° 27 août 2010, CGDD, SOeS.

production des GES. Une étude récente[188] a permis de montrer que « *la quantité de CO_2 induite par la consommation des ménages est croissante avec le niveau de vie : les 20 % des ménages les plus aisés induisent, via leurs achats, 29 % des émissions de CO_2, alors que les 20 % les plus modestes n'en induisent que 11 %. Toutefois, du fait de différences de structure dans les paniers de consommation, le contenu en CO_2 par euro dépensé est en moyenne plus faible pour un ménage aisé que pour un ménage modeste. De même, ce contenu est plus élevé pour les ménages agricoles ou ouvriers que pour les ménages cadres. Il reste que les ménages cadres induisent beaucoup plus d'émissions de CO_2, du fait de leur niveau bien plus élevé de consommation* ».

B - Empreinte, le rôle du commerce international

Dans des économies mondialisées, de plus en plus ouvertes au commerce international, le rôle du contenu net en carbone de ce dernier s'accroît tendanciellement. Les travaux précités[189], qui portent sur l'année 2004, ont permis d'estimer que le CO_2 contenu dans les productions finalement consommées dans d'autres pays que ceux où ils ont été produits a représenté 6,2 $GtCO_2$, soit 23 % des émissions totales de CO_2.

Dans une économie aussi peu carbonée que l'est celle de la France et dont, de surcroît, la balance commerciale est déficitaire, le rôle des importations devient majeur. En 2005, la France a ainsi importé 340 $MtCO_2$, quand sa production a conduit à émettre 410 $MtCO_2$.

Au total, de ces différents constats on peut, comme les auteurs de cette étude[190], conclure: « *Une comptabilité basée sur la consommation révèle qu'une part substantielle des émissions de CO_2 sont échangées au niveau international et ne figurent donc pas dans les inventaires nationaux des émissions qui reposent de façon traditionnelle sur la production.(...) dans la mesure où les contraintes sur les émissions des pays en développement sont le principal obstacle à la politique climatique internationale efficace, l'attribution de la responsabilité pour une partie de ces émissions à des consommateurs finaux ailleurs peut représenter une opportunité pour un compromis. Parce que le bien-être économique d'une région bénéficie de la production de biens à l'intérieur*

[188] Pour une analyse détaillée des émissions de CO_2 par niveau de revenu, catégories socio-professionnelles, cf. Lenglart F., Lesieur C., Pasquier J.L., « Les émissions de CO_2 du circuit économique en France », INSEE références, juillet 2010.
[189] Davis & Caldeira, « *Consumption based accounting of CO_2 emissions* », Proceedings of the National academy of science of the United States of America, vol. 107, pp. 5687–5692 (2010).
[190] Davis & Caldeira, op. cit., p. 5690.

de son territoire, il existe des approches quantitatives visant à partager la responsabilité des émissions entre les producteurs et les consommateurs. ».

C - Empreinte et émissions, des trajectoires divergentes.

Si empreinte et émissions représentent des concepts très sensiblement distincts, leurs évolutions dans le temps ne sont de surcroît pas similaires : l'une s'accroît, quand l'autre se réduit.

En effet, selon une récente étude du SOeS[191], de 1990 à 2007, « *l'empreinte carbone de la France a augmenté (+ 14 %) alors que la quantité de GES émise sur le territoire a diminué (- 7 %). L'empreinte carbone par personne s'est accrue de 5 % alors que les émissions par personne sur le territoire de la France métropolitaine ont baissé de 15 %* ».

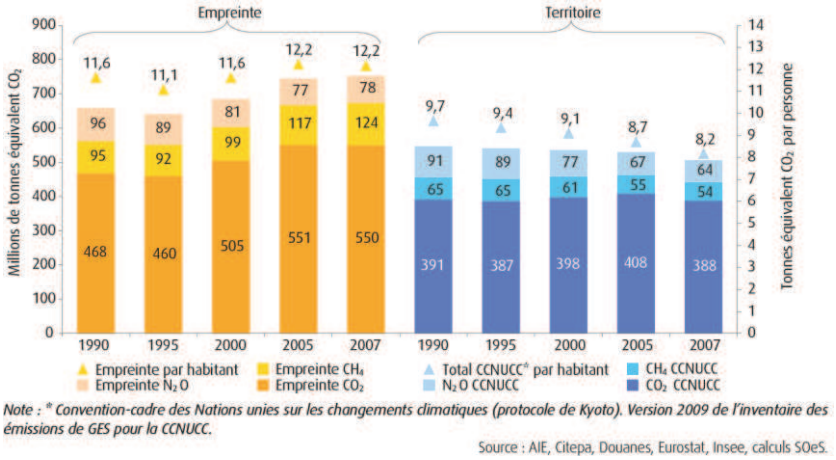


Figure 38. Evolution comparée de l'empreinte carbone et des émissions sur le territoire (Source : commissariat général au développement durable [191])

Pour 2010, dernière année pour laquelle une estimation, d'ailleurs encore provisoire au moment de la rédaction de ce rapport, soit disponible, l'empreinte par habitant serait de près de 12 teqCO_2, quand les émissions sur le territoire sont estimées à 8 teqCO_2 par personne. Effet, sans doute de la crise économique, l'empreinte serait ainsi

[191] *Le point sur l'empreinte carbone de la consommation des Français : évolution de 1990 à 2007*, Observation et statistiques, n° 114, mars 2012, service de l'observation et des statistiques, commissariat général au développement durable.

stabilisée, alors que, les émissions continuant de se réduire, l'écart serait de à 4 teqCO_2. Il aurait ainsi doublé depuis 1990.

Au vu de ces différentes données, tant d'origine nationale qu'issues de travaux internationaux, qui toutes convergent vers le même constat, apparaissent ainsi deux mouvements contraires et paradoxaux. D'un côté, un effort coûteux de réduction des émissions ; une réduction voulue, évaluée et soutenue par des mesures prises par les pouvoirs publics sous l'empire notamment des textes européens du Paquet énergie-climat. De l'autre, une empreinte, liée au modèle de consommation, qui pour être désormais estimée, s'est accrue sans être véritablement l'objet d'une volonté de maîtrise, alors pourtant qu'elle est le meilleur indicateur.

——— *CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS* ———

L'horizon de long terme qui est celui de la transition énergétique, dans laquelle le Paquet énergie-climat s'inscrit, comme l'ampleur des investissements requis rendent d'autant plus nécessaire que des scénarios contrastés puissent être publiquement examinés, confrontés et discutés. Faute d'instruments aisément mobilisables, tel n'est pas encore le cas.

Les outils actuellement disponibles et habituellement utilisés sont, en effet, des modèles, dits « bottom up », qui, pour l'essentiel, reposent sur une modélisation physique de la transition énergétique. Leurs limites sont connues. Analysées au fond par les chercheurs depuis longtemps, elles ont été constatées en pratique lors du débat national sur la transition énergétique. En raison de la complexité de leurs hypothèses, de tels modèles se prêtent très mal au débat public, dès lors restreint à un cercle limité d'experts. De surcroît, ils ne permettent que très difficilement de déboucher sur les conditions et les effets économiques de la transition – investissements requis et leur financement, équilibre de la balance extérieure,etc.- et ses conséquences sociales – coût pour le consommateur et son pouvoir d'achat, emplois créés.

Les modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur, qui permettent d'en examiner les principes et de les perfectionner. Elles n'ont en tout état de cause pu être utilisées pour le débat national. L'initiative de l'ADEME de faire construire un modèle macroéconomique essentiellement estimé à une telle simulation et le travail réalisé pour ce faire par l'OFCE ont récemment apporté des éléments nouveaux. Il n'est que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'a pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques concernées, tant celles chargées de

piloter le débat, que celles dont la mission est de développer les outils de la prévision économique.

De tels outils sont d'autant plus nécessaires que le contexte énergétique mondial et européen subit deux ensembles de transformations, qui risquent de l'affecter durablement.

La crise économique, tout d'abord, qui, à court terme, est venue tout à la fois accroître les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européens et soutenir les résultats positifs obtenus en matière d'émissions, alors que, à moyen et long terme, la sensible réduction des investissements ne peut que porter des effets négatifs.

Le deuxième bouleversement provient du développement rapide de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels – pétrole et gaz. Limitée actuellement pour l'essentiel aux Etats-Unis, mais sans doute à l'avenir étendue dans de nombreux autres pays, cette mise en exploitation est un facteur considérable de perturbation, dont il est indispensable de prendre l'exacte mesure. Elle a d'ores et déjà entraîné une forte baisse du prix du charbon, amenant ainsi à une substitution de celui-ci au gaz dans les centrales de « back up » et, plus largement, à une recarbonisation presque partout en Europe. Par ailleurs, indépendamment des choix français, la poursuite de son développement amènera une modification sans doute importante et durable des perspectives économiques de l'énergie. Tout scénario devra de prendre en compte cette incertitude majeure.

Comme le montre l'Energiewende allemande, dès lors que la place des énergies renouvelables devient substantielle dans la production électrique, leur intermittence est un facteur de désorganisation. D'abord, physiquement, parce que les réseaux doivent y être adaptés. Ainsi, le développement des énergies renouvelables requiert-il le renforcement des réseaux et le développement de leur interconnexion. L'acceptabilité sociale de ces conséquences pratiques du développement des énergies renouvelables – la création de lignes supplémentaires, notamment de très haute tension, l'effacement de la demande - reste à vérifier, alors même qu'elle en est l'une des conditions. Enfin, cette intermittence entraîne une variabilité extrême de la production. Combinée dans les conditions actuelles avec l'obligation d'achat, elle aboutit nécessairement à une forte variabilité des prix de l'électricité sur le marché. Celle-ci a d'ores et déjà mis en péril la rentabilité des centrales de « back up » et entraîne par là-même un risque accru sur la sécurité d'approvisionnement. Parmi les défis que rencontre la transition énergétique le moindre n'est pas celui des ruptures technologiques qui lui sont nécessaires. Le premier d'entre eux est clairement celui du stockage des énergies renouvelables intermittentes, qui est l'un des enjeux essentiels de l'avenir. Aucune des

rares modalités matures n'apparaît actuellement suffisante pour assurer la sécurité du système énergétique à l'horizon 2030, alors qu'aucune des autres technologies envisagées n'est assurée d'être alors mature.

Reste la question de savoir comment suppléer à leur insuffisance, dès lors du moins que la place des énergies renouvelables devient importante. Répondre aux besoins avec une production d'électricité incertaine entraîne, en effet, de prévoir des dispositifs de complément : importations d'électricité et donc interconnexions renforcées, centrales de « back up » et donc recarbonation du mix électrique, surdimensionnement de la puissance installée, stockage durable de l'énergie, effacement de la demande. Les réponses sont connue dans leur principe, mais certaines ne sont ni techniquement ni économiquement accessibles à l'heure actuelle. Toutes ont un coût.

La prise en compte de ces différents éléments n'est pas actuellement réalisée ni, a fortiori, considérée dans les choix. Cette remarque, qui vise à aller vers des coûts complets et systémiques, est d'ailleurs d'ordre général. Elle vaut pour l'ensemble des sources et pas seulement les énergies renouvelables.

Peu dommageable quand les énergies renouvelables demeurent marginales dans le mix énergétique, cette omission devient cruciale dès lors que cette place peu à peu s'affirme. Elle est, de ce fait, devenue indispensable. Elle conduira à mieux évaluer l'ampleur des investissements nécessaires qui ne consistent pas seulement en les seules installations de production. Elle permettra d'évaluer les surcoûts de l'énergie induits et qu'il faudra, in fine, faire supporter au consommateur ou au contribuable. Elle amènera, ensuite, à mieux hiérarchiser les priorités, puisque le choix entre les différentes sources d'énergie à utiliser, - et notamment les EnR non intermittentes (biomasse, géothermie, etc.) -, pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Le choix sera plus rationnel, , dans l'organisation et l'équilibre entre les deux principaux types de moyens à mobiliser pour aller vers une économie décarbonée : le développement des énergies renouvelables, une efficacité, sinon une sobriété, énergétique accrue.

En remettant en avant la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, l'analyse du Paquet énergie-climat et de la mise en place d'une « transition énergétique » débouche ainsi nécessairement sur une interrogation plus vaste, qui concerne les modes de vie, de travail et de consommation.

En effet, dans une économie qui, comme celle de la France, est faiblement carbonée, les principaux « réservoirs » d'économies d'énergie et donc de réduction des émissions de gaz à effet de serre se trouvent

moins dans la production d'énergie que dans ses usages, qu'il faut rendre beaucoup plus efficaces et économes. Cette efficacité est alors plutôt à trouver dans une nouvelle organisation de la mobilité, de l'aménagement de l'espace et du bâti, dans une manière nouvelle de penser les circuits reliant les lieux de production et de consommation, ou, encore, dans une modification du modèle alimentaire.

C'est d'ailleurs pourquoi l'objectif européen d'une réduction en valeur relative des émissions de gaz é effet de serre (GES), apparaît doublement insatisfaisant. D'une part, il ne couvre, du moins dans l'exemple français et du fait d'un mix énergétique particulièrement peu carboné, que les 2/3 des GES liés à la consommation. D'autre part, parce qu'il est fixé en valeur relative, il ne permet pas de pousser les États membres à converger vers une norme commune, qui permettrait d'aller vers une réelle harmonisation des efficacités, énergétique et carbone. En étant ainsi fixé, il pénalise de surcroît les pays, tels la France, dont l'efficacité carbone est bonne. Il incite ainsi à des « fuites carbones », c'est-à-dire à une délocalisation des productions intenses en carbone vers les pays qui sont plus tolérants aux émissions de carbone. Non seulement sont impliqués les pays émergents, souvent seuls mis sur la sellette, mais aussi ceux des pays européens dont le niveau d'émission est important. Enfin, en ne concernant que la production réalisée sur le territoire, il conduit à minorer les usages de l'énergie qui conduiraient à modifier les comportements de consommation. C'est pourquoi une définition de l'objectif principal du Paquet climat-énergie en termes d'empreinte carbone plutôt que de seules émissions nationales apparaît plus pertinente

La Cour formule les recommandations suivantes :

4. *regrouper et simplifier les différents dispositifs de soutien et d'accompagnement. Une fois définis et correctement quantifiés, ils devront demeurer stables, afin de permettre aux acteurs de s'engager dans des investissements de longue durée ;*
5. *intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs dans les domaines qui constituent des verrous technologiques au développement des énergies renouvelables ;*
6. *revoir les méthodes de soutien et de financement de la politique de développement des énergies renouvelables, en intégrant les coûts complets systémiques dans le calcul économique (la Cour*

réitère ici ses recommandations contenues dans son rapport public thématique[192] de juillet 2013 sur cette politique) ;

7. *au-delà des moyens déjà engagés dans la politique concernant le logement et le secteur tertiaire, accroitre les moyens de la politique d'efficacité énergétique, tout particulièrement dans :*

   d. les transports, où l'effort principal doit porter sur la route ;

   e. l'agriculture, pour laquelle il faut inciter à la diminution de l'utilisation des engrais, développer la politique de la forêt et de l'utilisation des sols ;

   f. la politique de « l'État exemplaire », où il s'agit de rattraper un retard important ;

8. *adopter, pour le futur Paquet énergie-climat, un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs devant lui être subordonnés ;*
9. *privilégier la réduction de l'empreinte carbone plutôt que celle des émissions nationales.*

[192] Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable*. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr.

Conclusion générale

Le Paquet énergie-climat (PEC), politique de lutte de l'Europe contre le réchauffement climatique, se présente comme un ensemble nécessairement composite, ce qui rend particulièrement complexe l'évaluation de sa mise en œuvre. Ses trois objectifs principaux touchant en effet tant les émissions de gaz à effet de serre (GES), que l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables, la poursuite des uns n'est pas indépendante de celle des autres. Ils peuvent ainsi, soit se conforter, soit, parfois, se contrarier. Ils se confortent, par exemple, lorsque l'amélioration de l'efficacité énergétique contribue à la baisse des émissions. À l'inverse, ils peuvent se contrarier, lorsque, par exemple, le développement des énergies renouvelables conduit à ce qui a ici été appelé une "carbonation paradoxale".

L'évaluation du PEC est de surcroît rendue plus délicate encore, par le fait que chacun des États membres, avec sa propre histoire et ses spécificités, est resté maître de la définition et de la poursuite de ses objectifs et horizons, dès lors du moins qu'ils respectent ceux du PEC. Tout comme ses partenaires, la France n'a pas manqué de mettre en œuvre sa propre politique.

L'analyse ici présentée par la Cour des comptes ne pouvait s'abstraire de ce contexte. Elle porte ainsi sur l'ensemble des mesures prises en France qui visent à une transition énergétique permettant de lutter contre le réchauffement climatique et, dans la mesure du possible, s'efforce de resituer dans cet ensemble ce qui relève spécifiquement du PEC. Il ne s'agit donc pas d'une évaluation de la mise en œuvre du PEC, objet de la saisine de la Cour par le comité d'évaluation et de contrôle de l'Assemblée nationale, au sens méthodologique strict du terme « évaluation », mais, bien plutôt, de son analyse dans une visée évaluative.

Définie et décidée au niveau européen en des temps d'avant crise, cette politique a, par ailleurs, été confrontée à des perturbations profondes, qui n'avaient pu alors être anticipées. Au premier rang de celles-ci, la rupture du rythme de la croissance économique. Si cette rupture a contribué à rendre inopérant un des principaux instruments du PEC, le marché des quotas de gaz à effet des serre (SCEQE), elle est venue incidemment soutenir la trajectoire désirée de baisse des émissions. Ce dernier aspect positif n'est toutefois qu'apparent et de court terme. Dans la longue durée, qui est l'horizon temporel dans lequel la transition énergétique doit être située, la pression à la baisse sur les investissements

ne peut qu'être défavorable à la nécessaire amélioration de l'efficacité énergétique. C'est dire l'ambivalence de la lecture qui doit être faite des résultats, positifs, aujourd'hui enregistrés par la France en matière de réduction des émissions et d'efficacité énergétique. Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 % ; l'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO_2) sera donc largement dépassé.

Si, en l'état actuel des prévisions, les deux objectifs 2020 du PEC en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre et d'efficacité énergétique paraissent pouvoir être atteints, il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes. Cette prévision est donc particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait rendre encore plus incertaine la perspective de cette réalisation.

Quant au troisième objectif du PEC, celui de développement des énergies renouvelables, le récent rapport public thématique de la Cour sur ce sujet a souligné combien, au regard des évolutions passées, la réalisation des objectifs 2020 apparaît aujourd'hui difficile à atteindre. Sans doute, le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire fixée. En revanche, avec 20,6 Mtep en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour ce qui est de l'horizon 2020, et du fait de ce retard, atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011, pour ce qui est de l'électricité renouvelable, et sept fois pour la chaleur renouvelable. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît ainsi difficile.

Face à de telles difficultés, il est donc particulièrement nécessaire de veiller à ce que les conditions de la définition, du pilotage et de la gestion de cette politique puissent être mieux réunies que cela n'a été le cas jusqu'à présent. La mise en œuvre du PEC, et au-delà d'elle, celle d'une politique de transition énergétique, implique l'action de la plupart des différents départements ministériels. Elle est donc par nature transversale, ce qui pose à l'État un véritable défi organisationnel, qu'il

n'a pas encore entièrement relevé. Ainsi, la simple évaluation du coût de cette politique s'est-elle révélée problématique, ce qui est un indice d'une déficience de suivi. De même, l'empilement fréquent, dans un même domaine, de divers dispositifs, - normes, subventions, fiscalité particulière, bonifications de prêts, etc. - issus d'autorités administratives différentes témoigne d'une difficulté, sinon d'une insuffisance, de coordination. Enfin, les problèmes rencontrés lors du débat sur la transition énergétique indiquent assez les incertitudes qui demeurent en amont quant au processus décisionnel. Les enseignements des obstacles ainsi rencontrés doivent être tirés et les pouvoirs publics doivent s'organiser en conséquence.

Les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent, en effet, perfectibles. Le caractère interministériel d'une politique telle que celle de lutte contre le changement climatique et de réduction des gaz à effet de serre, qui est aujourd'hui insuffisamment affirmé, doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits. Cela vaut tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour sa mise en œuvre, son pilotage et son évaluation.

À cet égard, la Cour estime que le processus de concertation et de débat pourrait être désormais confié au commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il lui apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat. Compte tenu des enjeux considérables que cette politique représente, il devrait être régulièrement réuni et l'être sous la présidence effective du Premier ministre.

C'est dans ces mêmes conditions d'incertitude que doit être apprécié le positionnement de la France dans les trajectoires aux horizons 2020-2030-2050, qui sont assignés à la transition énergétique, tant par le PEC que par les objectifs spécifiques qu'elle s'est donnés.

En premier lieu, en effet, les instruments de modélisation utilisés pour ces estimations sont, techniquement, à améliorer très fortement. Il est, de surcroît, tout aussi nécessaire de les rendre beaucoup plus transparents.

En second lieu, la transition énergétique soulève de très nombreuses questions, auxquelles il faudra impérativement trouver réponse, si l'on veut pouvoir éviter les blocages que l'on peut dès aujourd'hui anticiper, notamment à partir des difficultés que rencontre l'*Energiewende* allemande.

Ces défis sont d'ordres multiples. Défi tout d'abord, que posent les limites physiques d'un recours massif à la biomasse en substitution aux hydrocarbures. Défis technologiques et économiques ensuite, en particulier ceux liés à l'intermittence des énergies solaire et éolienne. À cet égard, la question du stockage de l'énergie et de la gestion des réseaux apparaissent comme des enjeux cruciaux et coûteux, pourtant très largement mésestimés. De façon générale, la transition suppose des technologies en rupture, dont la maturité, le plus souvent espérée et présumée par les divers scénarios à l'horizon d'une ou deux décennies, doit être interrogée. Le foisonnement actuel d'idées nouvelles ne doit pas donner l'illusion que les solutions sont trouvées : elles ont encore à être validées, développées et démontrées. À tout le moins, cela implique un accroissement sensible de la recherche et le développement de démonstrateurs en ces domaines.

Outre le caractère incertain de la faisabilité en vraie grandeur industrielle des divers modes de stockage aujourd'hui évoqués, ceci pose aussi la question du modèle économique à utiliser dans l'avenir. Celui-ci reste en effet encore très largement à définir : marché de capacités pour les énergies de « back up », rôle du marché pour la production des énergies renouvelables, valorisation du stockage, adaptation et « effacement » de la consommation, autoconsommation de l'énergie produite, rôle du réseau, intégration des coûts de stockage et de connexion sécurisée au réseau dans le prix de production des énergies renouvelables intermittentes, interrogation sur l'efficacité de l'obligation d'achat, juste valorisation du coût du carbone.

En tout état de cause, les moyens financiers à mobiliser seront très importants et l'effort d'investissement à accomplir considérable : en l'état actuel des connaissances, de l'ordre de ½ à 2 points de PIB pendant plusieurs décennies, selon l'ambition et les trajectoires des scénarios simulés. Il faut donc que les choix qui seront faits, qui engageront durablement l'avenir, soient soigneusement pesés et puissent prendre en compte l'ensemble de leurs conséquences.

Au-delà des incertitudes techniques et de l'ampleur de l'effort financier que la collectivité devra consentir, il est d'autres défis à relever. Défi, d'abord, de l'acceptabilité sociale : celle des effets pratiques de la transition, par exemple, d'avec une interconnexion accrue, qui suppose la création de nombreuses lignes à très haute tension supplémentaires. Celle aussi liée à une défiance de l'opinion vis-à-vis du nucléaire, encore aggravée depuis l'accident de Fukushima. Défi, enfin, d'un contexte énergétique international profondément, et sans doute durablement, modifié par l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels – gaz et

pétrole –, aux Etats Unis aujourd'hui, dans de nombreux autres pays vraisemblablement demain.

Défini au niveau européen, le PEC se révèle particulièrement mal adapté à la situation française. Disposant, et de très loin, d'un mix énergétique parmi les moins carbonés, en Europe comme dans le monde, du fait de la place très particulière qu'y a le nucléaire, la France est de ce fait pénalisée par un objectif de réduction des émissions fixé en valeur relative. Elle l'est d'autant plus que sa dynamique démographique positive la distingue fortement, dans le passé comme sans doute dans les années à venir, de ses partenaires. S'il ne constitue donc que l'un des multiples déterminants de la donne énergétique, le facteur démographique ne devrait cependant manquer d'être pris en compte, que ce soit dans les réflexions sur les évolutions à donner à un éventuel nouveau Paquet énergie-climat, dans la fixation d'objectifs au-delà de 2020, ou dans la répartition des efforts à réaliser par chacun des pays de l'Union. La Cour est donc amenée à s'interroger sur la pertinence des objectifs du PEC au regard des spécificités françaises.

Pour autant que l'objectif visé soit celui de la lutte contre le réchauffement climatique, cette réalité invite d'autant plus à organiser l'effort prioritairement sur les secteurs qui sont en France les plus carbonés, - les transports, le bâtiment-tertiaire -, et émetteurs de gaz à effet de serre, - l'agriculture -, plutôt que de paradoxalement le focaliser à l'excès sur celui de la seule production d'énergie. Il est à cet égard paradoxal, mais révélateur, que les transports, premier secteur d'émissions, n'aient été que très faiblement examinés lors du récent débat sur la transition énergétique.

Au-delà de la difficulté particulière ainsi posée à la France du fait de ses spécificités, les objectifs du PEC apparaissent de surcroît en eux-mêmes mal adaptés. En effet, fixés en seuls termes d'émission de gaz à effet de serre (GES), et plus particulièrement en termes d'émissions nationales de carbone (CO_2), ils sont voués à échouer à prendre en compte une réalité qu'il conviendrait plutôt d'appréhender dans sa globalité, c'est-à-dire en termes d'empreinte carbone. Le modèle de consommation, plus que le système de production, tel est bien, en définitive, ce qu'il conviendrait de modifier, dès lors du moins que l'on vise à lutter efficacement contre le réchauffement climatique. Au-delà d'une modification de la nature des objectifs, ce ne sont sans doute ni les mêmes politiques, ni les mêmes instruments qu'il s'agit alors d'utiliser. C'est également à la lumière de cette interrogation de principe, plutôt que de la seule mise en avant des effets de la crise économique, qu'il faut analyser les échecs du marché de quotas et examiner l'intérêt et les difficultés d'une taxe carbone, ou de « mécanismes d'inclusion carbone ».

Par l'ampleur des transformations qu'elle requiert, par la mise en cause des modèles culturels – alimentaires, de mobilité, de logement et d'urbanisme - et la recherche d'une sobriété énergétique inédite qu'elle suppose, la transition énergétique, rendue nécessaire par le réchauffement climatique et la dépendance de nos économies aux énergies fossiles, est un projet qui véritablement implique l'invention d'un nouveau modèle de société. Par l'importance des investissements qu'elle nécessite, elle conduira à la mobilisation durable de moyens financiers considérables. Ni la France, qui contribue pour 4 % du PIB mondial et 1 % des émissions, ni même l'Europe, avec 25 % du PIB mondial et 8 % des émissions, ne peuvent la mener seules.

Comme le reconnaissait en 2011 la Commission européenne : « *L'Union européenne, qui représente un peu plus de 10 % des émissions mondiales, ne pourra pas lutter seule contre le changement climatique. Une action internationale est le seul moyen de résoudre le problème du changement climatique et l'Union européenne doit continuer de faire participer ses partenaires*. ». Tel est toujours le réel enjeu que, après les difficultés rencontrées lors des récentes rencontres de Varsovie fin 2013, la France se devrait maintenant de porter en tant qu'organisateur de la prochaine conférence sur le climat à Paris, en décembre 2015.

Une telle mutation ne peut ni s'inventer, ni ne pourra se conduire sans une implication et une acceptation sociale fortes. Sa définition doit pouvoir reposer sur un débat public informé et transparent.

Annexes

Annexe I. Lettre de saisine du Président de l'Assemblée nationale et lettre de réponse du Premier président de la Cour des comptes

KCC A1210117 CDC
07/11/2012

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ • ÉGALITÉ • FRATERNITÉ

ASSEMBLÉE NATIONALE

LE PRÉSIDENT

PARIS, LE - 6 NOV. 2012

Monsieur le Premier président,

Lors de sa réunion du 18 octobre dernier, le Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques (CEC) a décidé, en application de l'article L. 132-5 du code des juridictions financières, de demander l'assistance de la Cour des comptes pour réaliser deux évaluations :

– la mise en œuvre par la France du paquet « énergie-climat » de 2008 ;

– le réseau culturel de la France à l'étranger.

Je vous saurais gré de me faire connaître dans quel délai la Cour des comptes serait en mesure de transmettre les rapports traduisant les résultats de ces deux évaluations.

En 2011, les rapporteurs du CEC ont participé au comité que la Cour a constitué pour venir en appui des magistrats chargés de l'évaluation de l'hébergement des personnes sans domicile. Cette participation a permis de bien coordonner les travaux de la Cour et ceux du CEC. Je vous propose donc de reprendre cette pratique pour les deux évaluations à venir et vous remercie de bien vouloir m'indiquer selon quelles modalités elle pourrait être mise en place.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de ma considération distinguée.

Claude BARTOLONE

Monsieur Didier MIGAUD
Premier président
Cour des comptes
13 rue Cambon
75001 PARIS

Le Premier Président
de la
Cour des Comptes

Paris, le 24 décembre 2012

Monsieur le Président,

En réponse à votre courrier en date du 6 novembre 2012, je vous confirme que la Cour procédera aux évaluations que vous avez demandées sur :

- la mise en œuvre par la France du paquet « énergie-climat » de 2008 ;
- le réseau culturel de la France à l'étranger.

Celle concernant le réseau culturel, préparée par la quatrième chambre de la Cour, dont le président est M. Jean-Pierre Bayle, pourra vous être remise pour le 1er octobre 2013. La seconde évaluation sur le paquet « énergie-climat », préparée par une formation interchambres, dont le président est M. Christian Descheemaeker, président de la septième chambre, vous serait remise pour la fin décembre 2013.

Par ailleurs, sur la coordination des travaux de la Cour et du CEC que vous évoquez, je vous propose le mode opératoire suivant :

- les magistrats de la Cour se tiendront à disposition des rapporteurs du CEC pour définir avec eux, dès janvier 2013, le périmètre et l'approche de chaque évaluation et pour leur rendre compte, à échéance régulière, de l'avancement de leurs travaux ;
- chaque évaluation donnera lieu à une présentation par la Cour devant le CEC et à une publication concomitante ;
- les magistrats de la Cour se tiendront à disposition du CEC pour les travaux du comité relatifs à l'exploitation du rapport d'évaluation remis par la Cour, en assistant, s'il le souhaite, aux auditions auxquelles celui-ci voudrait procéder.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.

Didier MIGAUD

Annexe II. Comité d'experts et personnes auditionnées

1 - Membres du comité d'experts

Nom	Prénom	Affiliation	Spécialité
CANDEL	Sébastien	Ecole Centrale Paris Académies des Sciences Académie des Technologies	Efficacité énergétique Combustion, économie d'énergie
CARA	Stéphane de	INRIA	Agriculture
CHEVALIER	Jean-Marie	Université Dauphine	Economiste - énergie
JANCOVICI	Jean-Marc	Carbone 14	Energie
KALAYDJIAN	François	IFP Energies nouvelles	CCS
LEGUET	Benoit	CDC-Climat	SCEQE
LEWINER	Colette	Capgemini Académie des Technologies	Energie - énergie renouvelables - international
MAUGARD	Alain	Qualibat	Bâtiment
ORFEUIL	Jean-Pierre	Université Paris-Est	Transport

2 - Personnes auditionnées

Personnalités auditionnées dans le cadre de la contradiction

Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDE
– M. Pierre-Marie ABADIE, directeur de l'énergie

– M. Pascal DUPUIS, chef du service climat et efficacité énergétique

Commissariat général du développement durable (CGDD)
– M. Richard LAVERGNE, chargé de mission stratégique énergie et climat

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
– Virginie SCHWARTZ, Directrice générale,
– Hervé LEFEVRE, Service climat
– M. Damien SIESS, directeur adjoint Productions et énergies durables

Direction générale du trésor
– M. Michel HOUDEBINE, chef du service des politiques publiques

– M. Emmanuel MASSE, sous-directeur des politiques sectorielles

Syndicat CFDT
– M. MERMET, M. OLIVIER, Mme GANDEUL

Syndicat CFE-CGC
– M M. Christian TAXIL, secrétaire général énergies

Syndicat CGT
– Mme Pierrette CROSEMARIE, conseillère
– Mme CAILLETAUD

Syndicat FO
– M. PAVAGEAU, M. KELLER, M. CHORIN, M. MISSE, M. GIQUELAINE

Association NEGAWATT
- Thierry SALOMON, Président

Association UFC Que Choisir
- M. Nicolas MOUCHNINO, chargé de mission
- M. Frédéric BLANC, juriste

UFIP
- M. SCHILANSKY, Président
- Mme MULLER, déléguée générale
- M. AGEORGES

UFE
- M. Jean-François RAUX, délégué général
- Mme Audrey ZEMATI, déléguée générale adjointe
- M. ALLINGER

Plan Bâtiment Durable
- M. Philippe Pelletier, Président du Plan Bâtiment Durable
- M. Jerôme Gatier, Chef de la mission du Plan Bâtiment Durable

Personnalité qualifiée
- M. Alain Grandjean, président des experts du comité du débat national sur la transition énergétique

Les rapporteurs ont participé à certaines des auditions de la 2ème chambre à l'occasion du rapport de la Cour sur la politique de développement des énergies renouvelables. Les personnalités suivantes en ont été informées au début de leur audition **:**

Direction générale de l'énergie et du climat
M. Laurent MICHEL, directeur général de l'énergie et du climat.
M. Jean LE DALL, sous-directeur des affaires générales et de la synthèse.

Direction de la législation fiscale
M. Antoine MAGNANT, sous-directeur de la fiscalité des transactions.
M. Guillaume APPERE, chef du bureau A.

Direction générale de la recherche et de l'innovation
M. Roger GENET, directeur général de la recherche et de l'innovation.
Mme Maria FAURY, directrice du département énergie-développement durable-chimie et procédés.

Direction général de de la compétitivité, de l'industrie et des services
M. Pascal FAURE, directeur général de la compétitivité et des services.
M. Nicolas LERMANT, sous-directeur des filières des matériels de transports, de l'énergie et des éco-industries.
M. Bruno LEBOULLENGER, chef du bureau des technologies de l'énergie.

ADEME
Mme Virginie SCHWARZ, directrice générale déléguée de l'ADEME.
M. Damien SIESS, directeur adjoint Productions et Énergies Durables.

RTE
M. Dominique MAILLARD, président du directoire de RTE.
M. Hervé MIGNON, directeur de l'économie, de la prospective et de la transparence.

Autres personnalités rencontrées dans le cadre de ce rapport :

Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDE
- Laurent MICHEL, Directeur général,
- Yves LEMAIRE, chef de bureau, Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques
- Diane SIMIU, chef de bureau des Marchés carbone
- Vivien ISOARD, adjoint au chef de bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques
- Christian OESER et Lionel PERRETTE, chargés de mission Captage et stockage du CO_2 au sein du bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques

Commissariat général du développement durable (CGDD)
– Céline ROUQUETTE, Service de l'observation et des statistiques (Soes), sous directrice des statistiques de l'énergie
– M. Richard LAVERGNE, chargé de mission stratégique énergie et climatl

Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)
– Jérôme BOUTANG, Directeur général
– Nadine ALLEMAND, Directrice adjointe
– Jean-Pierre CHANG, Chef de département
– Julien VINCENT, Chef de département
– Etienne MATHIAS, Responsable du secteur agriculture
– Jean-Marc ANDRE, Chef d'unité technique

RTE
- M. Jean-Yves OLLIER, Directeur Général
- M. Fadhel LAKHOUA, Directeur, Affaires Financières et surveillance des marchés de gros

Caisse des Dépôts et Consignation (Climat/ Recherche)
– Emilie ALBEROLA : Chef de projet recherche. Marchés du carbone et des énergies
– Olivier SARTOR : Chargé d'étude. Marchés du carbone et des énergies
– Nicolas BERGHMANS : Chargé d'étude. Marchés du carbone et des énergies

Caisse des Dépôts et Consignation / Registre
– Yves ANDRE : Administrateur du registre national des quotas et crédits d'émission de gaz à effet de serre
– Nathalie DROSS : Adjointe

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
– Joëlle KERGREIS, Directrice exécutive,
– Jérôme MOUSSET, Service agriculture

IFPEN
- Olivier APPERT, Président

Observatoire français des conjonctures économiques et ADEME
– Frédéric REYNES, Chercheur en économie à l'OFCE et à TNO
– Gaël CALLONNEC, Economiste à l'ADEME
– Anne VARET, Directrice de la recherche et prospective à l'ADEME

EDF
- Henri PROGLIO, PDG
- Jean-Paul BOUTTES, Directeur, chef économiste

EON France
- M. POYER, Directeur général
- M. MOREL, Secrétaire général

AREVA (Allemagne)
- NIESSEN, Vice-Président R&D

Alstom Power
- M. Philippe PAELINCK, Vice-président, Portefeuille et positions stratégiques

Lafarge
- M. Vincent MAGES

MEDEF
- M. HUG, MEDEF et Directeur Environnement et efficacité énergétique à GDF-Suez

ENERDATA

CARBONE 4
- Hélène Le Teno, manager

WORLD ENERGY COUNCIL
- M. Philippe JOUBERT, Conseiller sur le captage et stockage du CO2

Université de Paris Dauphine, Chaire d'économie du climat
- M. Raphael Trotignon, économiste du climat

Annexes

Sommaire

ANNEXE N° III LE NOUVEAU CONTEXTE INTERNATIONAL ET L'EUROPE 9

Le bouleversement du contexte énergétique 10

DONNEES SUR LE JAPON, LES ÉTATS-UNIS ET LA CHINE 19

I - Fukushima et ses suites au Japon 19

II - Le « *plan Obama* » aux États-Unis 25

III - La politique énergie-climat de la Chine 28

L'ALLEMAGNE 32

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 32

II - Une analyse sectorielle 40

III - En conclusion : une politique ambitieuse mais risquée 43

LE DANEMARK 54

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 54

II - Une analyse sectorielle 57

III - En conclusion : des résultats ambigus 61

L'ESPAGNE 63

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 63

II - Une analyse sectorielle 66

III - En conclusion 72

L'ITALIE 73

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 73

II - Une analyse sectorielle 78

III - En conclusion 86

LE ROYAUME-UNI 88

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 88

II - Une analyse sectorielle 94

III - En conclusion : une politique énergétique à l'opposé de l'Allemagne, un échec sur le logement 102

LA SUEDE 106

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC 106

II - Une analyse sectorielle 112

ANNEXE N° IV LA « CARBONATION » PARADOXALE, EMPREINTE ET TAXE CARBONE 127

I - La « carbonation paradoxale», ou les implications du PEC sur une énergie déjà peu carbonée 128

II - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales de GES 132

III - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone 140

ANNEXE N° V LA MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT PAR SECTEUR 145

LES TRANSPORTS 146

I - Les objectifs du PEC dans le secteur des transports 146

II - L'état des lieux 148

III - Mesures découlant directement ou indirectement du PEC 152

IV - La trajectoire française 160

V - Des coûts peu maîtrisés 174

VI - Investissement d'avenir et autres programmes de recherche 178

VII - À court terme l'efficacité repose sur la technique, à long terme sur des ruptures technologiques et sociétales 195

LE SECTEUR LOGEMENT TERTIAIRE 209

I - Le paquet énergie-climat dans le secteur logement-tertiaire 209

II - Le secteur logement-tertiaire est clef pour l'atteinte des objectifs du PEC 212

III - Les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire 220

IV - L'évaluation de la politique d'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire dans le PEC 241

L'INDUSTRIE 249

I - Les objectifs du paquet énergie-climat dans l'industrie 249

II - L'application du PEC au secteur industriel 250

III - Les mesures de mise en œuvre du PEC dans l'industrie 259

LE SECTEUR AGRICOLE 270

I - L'application du PEC au secteur agricole français 270

II - Moyens, résultats et coût de la politique énergie climat dans le secteur de l'agriculture 273

III - État des lieux : quels efforts à horizon 2030 et 2050 283

ANNEXE N° VI LE SYSTEME COMMUNAUTAIRE D'ECHANGE DE QUOTAS (SCEQE) 291

INTRODUCTION 292

I - Les fondements du système d'échange de quotas 293

II - Le bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE 309

III - Les débuts de la phase III 322

IV - La nécessaire réforme du système d'échange de quota 335

V - L'articulation des objectifs du PEC entre eux 341

VI - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone 344

ANNEXE N° VII LES DEFIS TECHNOLOGIQUES 349

I - La question de l'intermittence et du stockage 350

II - Défis technologiques et physiques 371

III - Energie : produire mieux, améliorer les usages 379

ANNEXE N° VIII MODELES DE SIMULATION, UNE GRANDE INCERTITUDE 391

INTRODUCTION 392

I - La prévalence des modélisations « bottom-up », ou « technico-économiques ». 392

II - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2050 401

III - France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire 414

ANNEXE N° IX CAPTAGE ET STOCKAGE DU CO2 418

I - La directive captage et stockage du carbone (CSC) 419

II - La technologie 421

III - Le coût 430

ANNEXE N° III

LE NOUVEAU CONTEXTE INTERNATIONAL ET L'EUROPE

Le bouleversement du contexte énergétique

Conçu dans une période de croissance[1] et de relative stabilité de la donne énergétique mondiale, le Paquet Energie Climat a rapidement été confronté à une série d'événements inattendus : la crise économique et l'impact de l'accident de Fukushima[2], mais aussi l'irruption de l'exploitation des gaz non conventionnels aux États-Unis, combinés aux premiers effets indirects de l'afflux des énergies renouvelables.

A - La crise économique

La crise qui atteint l'Europe à partir de 2008 s'est traduite par un ralentissement considérable de la croissance de son PIB[3], qui passe, pour la zone euro, de 2,9 % en 2007 à 0,4 % en 2008 puis à - 4,4 % en 2009 avant de se rétablir à un taux qui reste toutefois largement inférieur à celui d'avant crise. Cette évolution est également constatée en France.

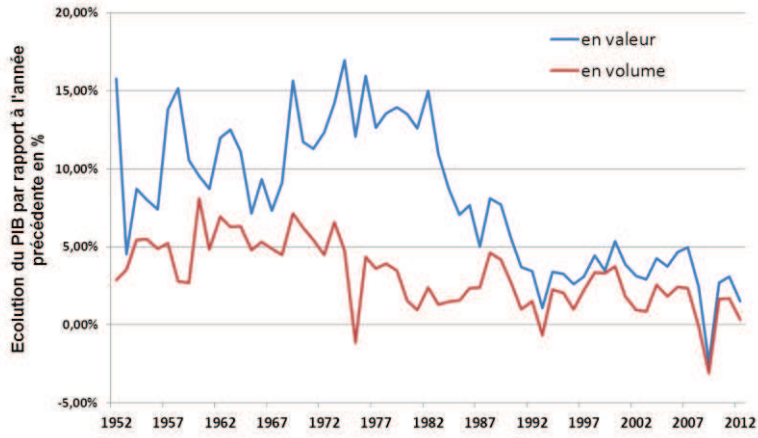


Figure 1. Evolution du PIB en France 1952-2012 (Cour des comptes d'après les données de l'Insee)

Ce ralentissement a tout particulièrement touché la production manufacturière[4], au sein de laquelle se situent, dans l'hexagone, les

[1] Entre 2004 et 2007, l'Union Européenne des 27 connait une croissance moyenne de 2,35 % de son PIB (taux par habitant en volume, prix 2005). Source : Eurostat

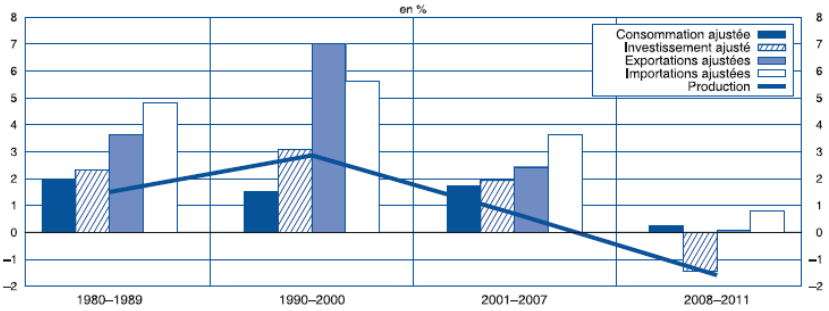
[2] La situation propre au Japon est développée plus loin.

[3] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=fr&pcode=tec00115

[4] Cf. JF. Eudeline, G. Sklénard, A. Zakhartchouk : « L'industrie en France depuis 2008 : quelles ruptures ? », Département de la conjoncture, Insee, déc. 2012.

secteurs les plus émissifs : 12 branches sur 14 étant ainsi touchées, seuls les matériels de transport hors automobile et les produits informatiques et optiques faisant exception.

Tableau n° 1 Taux de croissance de la production manufacturière et des principales composantes ajustées



Source : Insee, comptes nationaux

S'il est difficile d'établir avec certitude une exacte corrélation entre le repli de la production et la baisse des émissions de gaz à effet de serre de la plupart des secteurs industriels concernés, le phénomène reste néanmoins trop important pour ne pas avoir fortement touché les émissions de ces secteurs.

Cette baisse des émissions a ainsi largement aggravé les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européen, déjà affaibli par la croissance considérable des énergies renouvelables, les normes et les premiers efforts d'efficacité énergétique. En l'absence de mécanisme de correction capable d'adapter la quantité d'allocations attribuées à la réalité de la conjoncture, il en a résulté une surabondance de quotas sur le marché européen. Pour mémoire, le seul excédent français – soit la différence entre les seules allocations de quotas et les émissions vérifiées se montait pour la période 2008-2012 à 118 $MtCO_2$ et même à près de 193 Mt en prenant en compte l'apport des crédits Kyoto. Il est estimé pour l'ensemble de l'Europe entre 1,3 et 1,5 $MdtCO_2$ pour la période 2013-2020.[5] Aussi, en l'absence de toute réforme structurelle d'envergure ou de tout changement majeur de l'environnement international, le marché européen du carbone devrait rester durablement déprimé.

[5] Estimations de la Commission européenne de CDC Climat en 2013. Cf, infra : « Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif ».

Au-delà de cette baisse mécanique des émissions et de son impact sur le SCEQE, la crise a enfin très probablement entraîné un ralentissement ou, à tout le moins un report des investissements nécessaires à l'accroissement de l'efficacité énergétique dans de nombreux secteurs, par ailleurs peu encouragé par un prix du carbone extrêmement bas.

En mai 2009, un rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) annonçait ainsi une prévision de baisse des investissements dans ce secteur de l'ordre de 38 % pour 2009. Par ailleurs, les établissements financiers, qui n'hésitaient pas à suivre ce type de projets avant septembre 2008 se montrent depuis le début de la crise plus prudents, notamment en exigeant des taux d'apport plus important, entraînant à leur tour une fragilisation des porteurs de projets. Un sondage réalisé en 2009 par le Conseil français de l'énergie[6] dans le cadre d'une enquête à l'échelle mondiale du *World Energy Council* aboutit alors à un constat identique : à moins de deux ans, les principaux acteurs du paysage énergétiques français – membres du CFE – estiment que la stagnation devrait, dans le meilleur des cas l'emporter, ces mêmes acteurs estimant qu'à plus long terme, le retour de l'investissement devrait l'emporter.

Par ailleurs, la baisse sensible du cours des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) au cours des années 2008-2011 a contribué à diminuer momentanément la rentabilité des investissements dans les énergies renouvelables, mouvement qui, à son tour, a entraîné un retrait des investisseurs.

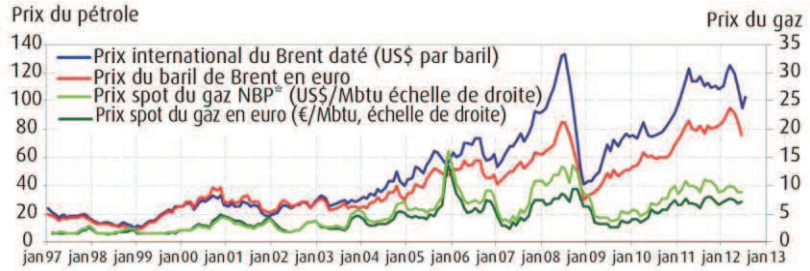


Figure 2. Prix mensuels des principales énergies fossiles. (source : service de l'observation et des statistiques (SOeS) d'après Insee. Comptes annuels Base 2005)

Au total, le contexte budgétaire et économique beaucoup plus contraint a largement pesé sur les investissements, publics et privés, dans les installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables.

[6] « Conséquences de la crise sur le secteur de l'énergie », CFE, 2009 : (http://www.worldenergy.org/documents/crise_document.pdf)

B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux États-Unis

1 - Europe : le charbon substitué au gaz pour produire de l'électricité

Depuis que l'Allemagne a décidé de sortir du nucléaire, l'utilisation du charbon a été relancée outre-Rhin. Peu cher, il permet de compenser à faible coût la production aléatoire des énergies renouvelables. La production d'électricité à base de lignite coûte seulement de l'ordre de 30 € le MWh, soit 5 à 10 € de moins qu'une centrale à charbon traditionnelle et 30 € de moins qu'une centrale à gaz[7]. Avec des cours qui ont chuté de 60 à 40 € par MWh en deux ans sur le marché spot du fait de la crise économique et de surcapacités créées par le développement massif des énergies renouvelables en Europe, l'équation financière penche en faveur de la lignite, au détriment[8] des objectifs environnementaux du PEC. En 2012, la lignite et la houille représentaient 45 % de la production d'électricité allemande, le double des énergies renouvelables.

De ce fait, les émissions de CO_2 des installations allemandes assujetties au marché européen des émissions carbone (secteurs énergétiques et industriels) ont augmenté de 0,5 % en 2012, atteignant 452 $MtCO_2$. Si cette hausse s'explique en partie par une reprise industrielle allemande qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), elle est aussi due à la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) aux dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2012). Au total, de 2011 à 2012, les émissions de CO_2 ont crû en Allemagne de 2 %, passant de 798 à 814 $MtCO_2$.

En parallèle, et se surajoutant aux précédents éléments, la houille se déverse actuellement en Europe. Elle vient des États-Unis, où le développement massif des gaz non conventionnels y a fait baisser le prix du gaz à jusqu'à 3 $/MBtu[9], le rendant même plus compétitif que le charbon pour les centrales électriques[10]. C'est ainsi que, de 2011 à 2012,

[7] Les Echos, 24 mai 2013.
[8] Un MWh d'électricité produit à partir de lignite émet plus de 1 kg de CO_2, la houille 0,9 kg et le gaz 0,4 kg, Cf. « Guide des facteurs d'émission », l'Ademe.
[9] Soit l'équivalent d'approximativement 20 $ le baril de pétrole.
[10] La nouvelle politique annoncée le 25 juin 2013 aux États-Unis par le président Obama pourrait venir amplifier ce phénomène, car elle vise à diminuer les émissions de CO_2 des centrales électriques, en particulier celles fonctionnant au charbon.

ses importations ont crû de 53 %, pour l'Italie, 26 % pour les Pays-Bas et 11 % pour l'Allemagne. La France, avec 4,1 Mt, n'a vu ses importations augmenter que de 1,9 %.

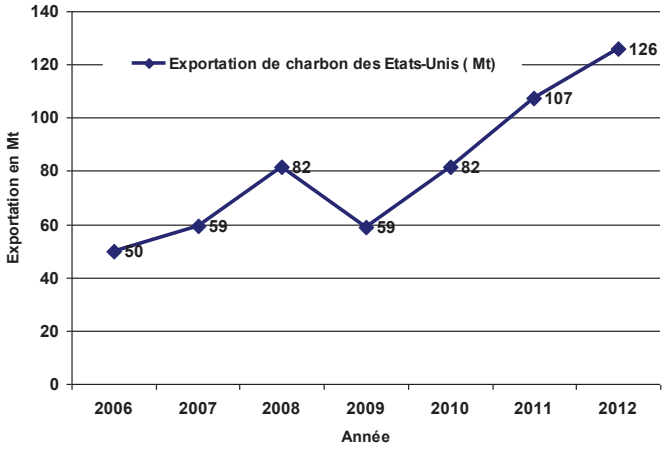


Figure 3. Evolution 2006-2012 des exportations de charbon des États-Unis (Cour des comptes d'après les données de « Exports, U.S. Department of Commerce »)

Alors que la sortie du nucléaire en Allemagne aurait dû conduire à y favoriser l'essor des centrales à gaz, capables de compenser très rapidement les variations de production inhérentes aux énergies renouvelables, c'est l'inverse qui s'est produit : en 2012, leur production a chuté de 27 % en Allemagne. La fermeture de centrales à gaz, modernes et moins émettrices de CO_2, est générale en Europe. Le groupe Eon, qui a investi dans des centrales à gaz, est le grand perdant en Allemagne, alors que RWE, malgré la fermeture anticipée de ses réacteurs nucléaires, a maintenu ses résultats grâce à ses centrales à charbon.

2 - L'essor des hydrocarbures non-conventionnels aux USA : changement durable ou éphémère ?

Un nouveau paramètre imprévu est en effet apparu, qui a changé la donne du charbon : l'essor des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis. L'apparition des gaz non conventionnels américains sur le marché a, en effet, profondément modifié les perspectives tant à court qu'à moyen terme des énergéticiens. L'obligation d'achat des énergies

renouvelable intermittentes (éolien et PV) à coût marginal de production[11] quasi nul a inversé « l'ordre de mérite » entre le gaz et le charbon pour la production d'électricité de telle sorte que l'Allemagne comme les Pays-Bas en particulier utilisent dans l'ordre : la lignite, puis la houille, le gaz venant après à un coût marginal nettement plus élevé.

Face à ce contexte qui conduit à une complète fragilisation de la sécurité du dispositif énergétique, la question qui se pose est celle de la durée de ce contexte,

Les perspectives qu'envisage le département de l'Energie des États-Unis (DOE) dans la figure ci-dessous, conduisent à penser qu'il pourrait bien être durable.

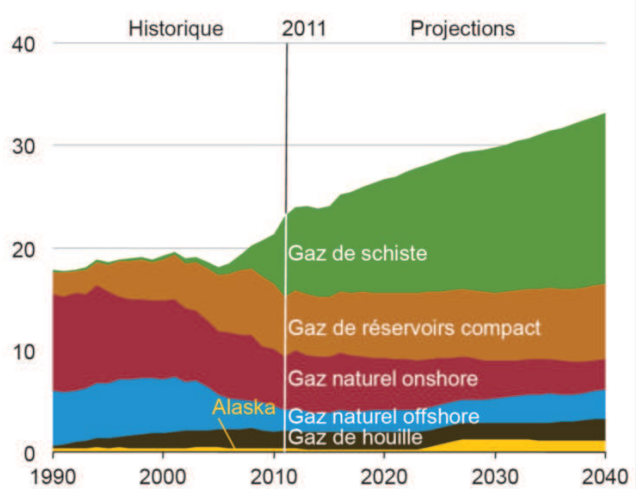


Figure 4. Production de gaz aux États-Unis 1990- 2011 et prévisions 2040 en tbf ou « trillions de pieds cube » (Source U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook, avril 2013)

[11] Compte-tenu de la prise en charge de la différence entre le prix de marché et le coût de production des EnR par la CSPE, en pratique le gestionnaire de réseau achète cette électricité au prix du marché. Le coût marginal de celle-ci est donc inférieur au coût de revient des centrales à énergies fossiles.

D'une part, en effet, le DOE ne prévoit pas en effet une baisse de la production de gaz de schiste dans les 20 prochaines années, mais anticipe, au contraire, un doublement de celle-ci (470 Gm^3 en 2040). D'autre part, sur la base d'estimations détaillées par bassins, en particulier concernant les quantités moyennes récupérables ou l'espacement des puits de forage, le DOE évalue le potentiel total récupérable à 13 000 Gm^3, soit 59 ans de la production actuelle de gaz de schiste (*shale gas*). Le nombre de puits nécessaires pour le valoriser a été évalué à 410 000 puits, soit 13 700 puits forés par an environ, en supposant une exploitation sur 30 ans. Ce chiffre ne semble pas irréaliste, car pas moins de 37 500 puits[12] ont été forés en 2010.

Avec la mise en exploitation des hydrocarbures non-conventionnels, aux USA pour l'instant, dans d'autres pays sans doute demain, le concept de pic de production vient sans doute de reculer de plusieurs décennies. C'est pourquoi, les scénarios macro-économiques pourraient bien faire une erreur majeure s'ils devaient ne retenir pour seule hypothèse une hausse continue du prix des énergies fossiles pour les prochaines décennies. Devant la situation qui vient d'être analysée, il serait avisé de définir aussi des scénarios utilisant des chroniques de prix de l'énergie sensiblement revues à la baisse.

C - Europe : l'accroissement des EnR s'est accompagné d'un accroissement d'émissions de CO_2

Du fait de l'obligation d'achat, le caractère fatal de la production des énergies renouvelables crée une distorsion majeure sur le marché de l'énergie en Europe. Ainsi, l'absence de moyens de stockage à grande échelle de l'électricité implique un recours accru à des solutions de « back-up », de production de complément, nécessairement à base d'énergie fossile.

Or, l'essor des gaz non conventionnels aux USA y entraîne une baisse de la consommation de charbon et conduit à une baisse des cours du charbon en Europe. Du fait de cette concurrence imprévue du charbon, la faible utilisation des centrales à gaz peu émettrices de CO_2 (centrale à cycle combiné, dite aussi CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*) qui en résulte induit une profonde désorganisation du secteur de l'énergie. Elle aboutit, in fine, à un arrêt des investissements qui met en péril la sécurité énergétique de l'Europe.

[12] Par puits, il est entendu puits horizontaux, sachant qu'une tête de puits vertical peut être reliée à une dizaine de puits horizontaux.

Au total, si le mix énergétique de l'Union européenne est de plus en plus alimenté par les EnR, ces dernières impliquent un accroissement de la production de complément, qui elle-même nécessite un appel plus important au charbon et ce au détriment du gaz. La Figure 5 montre que l'utilisation du charbon est revenue en 2012 à son niveau de 2007 et que celle du gaz se rapproche de son niveau de 2000.

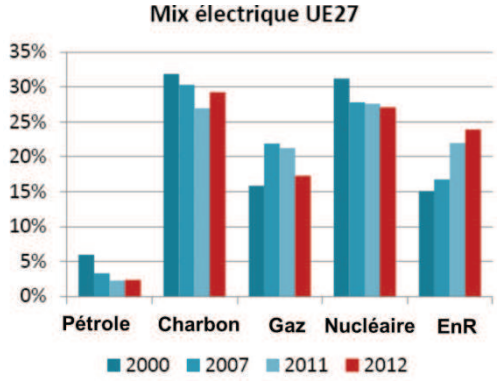


Figure 5. Variations du mix électrique de l'Union européenne (Données Enerdata)

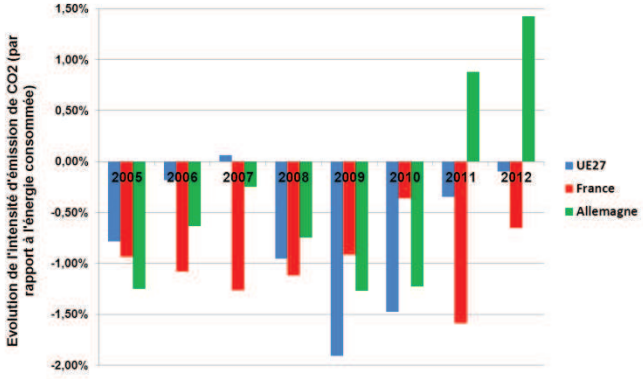


Figure 6. Evolution moyennée sur deux ans de l'intensité énergétique des émissions de CO_2 (variation du rapport des émissions de CO_2 sur le total de l'énergie consommée). (Source : Enerdata 2013)

Cette progression du charbon en Europe s'accompagne d'une forte diminution de l'utilisation du gaz, au détriment donc des objectifs de réduction des émissions de gaz carbonique. Dans les faits, la situation de l'Allemagne pesant sur celle de l'U.E., l'utilisation du charbon annule quasi totalement l'impact des EnR sur les émissions de CO_2, la décroissance de ces dernières suivant dorénavant la décroissance de consommation d'énergie comme le montre la Figure 6.

Données sur le Japon, les États-Unis et la Chine

I - Fukushima et ses suites au Japon

A - Des réactions différentes d'un continent à l'autre

Le 11 mars 2011, un violent séisme suivi d'un tsunami faisait plus de 20 000 victimes sur la côte orientale du Japon et provoquait un grave accident nucléaire à la centrale de Fukushima. Cet accident a suscité dans le monde des réactions extrêmement diversifiées.

Si de tels événements n'ont en effet apparemment entraîné aucune modification de la politique énergétique de pays comme l'Inde, les États-Unis ou encore la Chine[13] où le développement du nucléaire est toujours d'actualité, d'autres ont revanche décidé d'abandonner l'atome en faveur des énergies renouvelables, et entamé une transition énergétique vers des modes de consommation et de production nouveaux : la volonté affichée par la France de limiter sa production d'origine électro nucléaire à 50 % en 2025 ou encore l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim en principe prévu pour 2016, mais aussi la décision de l'Allemagne de fermer immédiatement une partie de son parc nucléaire et la totalité d'ici 2022, participent ainsi de ce contexte « post Fukushima ».

Il faut noter que comme en Allemagne, la décision des autorités japonaises de stopper très rapidement l'activité de la totalité de leur parc nucléaire a contraint le pays à recourir massivement à des solutions de substitution qui ont, à leur tour, entraîné une augmentation sensible des émissions de gaz à effet de serre. Pour le Japon, cela a en outre accentué la dépendance énergétique du pays.

---

[13] A titre d'exemple, la Chine devrait prochainement ajouter 28 nouveaux réacteurs aux 17 existant actuellement sur son sol. Après avoir, pour sa part obtenu en septembre 2008 de la part des membres du Groupe des fournisseurs nucléaires (GFN) l'autorisation d'acheter de la technologie nucléaire, l'Inde devrait pouvoir construire, à terme de nouvelles centrales atomiques. Enfin, l'adoption par le Congrès des États-Unis de l'*Energy Policy Act* en août 2005 a clairement accordé une priorité au développement des énergies renouvelables et à celui de nouvelles centrales nucléaires. En février 2012, les autorités américaines ont ainsi accordé leur autorisation pour la construction de deux nouveaux réacteurs en Géorgie.

B - Arrêt du nucléaire au Japon puis début de redémarrage

Malgré la réactivation en juillet 2012 de deux tranches à Ohi (situées à l'ouest du pays) pour environ 13 mois, 48 des 50 réacteurs nucléaires du Japon sont aujourd'hui toujours arrêtés en attendant que soit confirmée leur sûreté sur la base de normes plus sévères actuellement en cours d'élaboration par une nouvelle instance de régulation.

Cette décision, prise alors que le Japon, jusqu'en 2011, envisageait de porter la part d'électricité nucléaire de 26 à 50 % de son mix électrique à l'horizon 2030, constitue un cas d'école : en quelques mois, cet État, dont la consommation d'électricité a augmenté de 942% entre 1960 et 2010 a dû pallier la disparition soudaine du quart de son mix électrique.

Certes, les événements du Japon ne sont bien sûr en aucun cas directement liés à la mise en œuvre du Paquet Energie Climat. L'impact de leur concomitance et la radicalité des décisions japonaises ne peuvent en revanche être ignorés : celles-ci permettent en effet, à côté de ce qu'il convient d'appeler « le cas allemand », d'observer en direct les conséquences de choix énergétiques de l'archipel nippon dictés par les circonstances.

S'il est sans doute prématuré de tirer tout type de conclusion sur le cas japonais, ne serait-ce que par manque de recul, plusieurs points méritent cependant d'être rappelés.

La nécessité de pallier l'arrêt de la production électrique d'origine nucléaire dans un temps extrêmement court a pu être réalisée par l'action de deux principaux leviers : la très forte augmentation de la part des énergies fossiles (notamment celle du gaz naturel liquéfié-GNL) dans le mix électrique japonais et une réduction volontariste de la consommation. En l'absence de données fiables mais aussi en raison de l'arrêt progressif de la production nucléaire et du caractère récent de ces événements rendant la collecte d'informations peu aisée, il reste délicat de pouvoir proposer des conclusions, notamment sur la part de la réduction de la consommation. Plusieurs raisons rendent cette analyse malaisée : à la mi-juillet 2011, période de pic de consommation au Japon, les 18 tranches nucléaires encore en activité (sur 54) produisaient en effet encore 15 % de l'électricité contre près de 27 % un an auparavant. En décembre 2011, cette part était passée à 6,6 % pour tomber à zéro en juin 2012. En revanche, de janvier à avril 2012, les combustibles fossiles auraient produit 90 % de l'électricité japonaise comparés aux 64 % pour la même période en 2011.

Au total, les différentes données recueillies dans le Tableau n° 2 sur la consommation énergétique japonaise) permettent néanmoins plusieurs constats :

- L'impact des efforts pour réduire la consommation électrique totale, qui baisse de 3 % entre 2010 et 2011-2012, est réel. Cette baisse demeure néanmoins difficile à interpréter : non seulement la diminution reste peu significative au regard des 26 % de la production nucléaire, mais l'attribuer aux efforts post Fukushima n'est guère évident dans la mesure où pareil effort a déjà été accompli entre 2007 et 2008/2009 avec une diminution plus significative, probablement dû à la crise.

- La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique japonais a probablement contribué à alléger la perte de la production nucléaire. Son augmentation demeure cependant modeste avec une hausse d'environ 5,5 % entre 2010 et 2012.

- Le recours massif aux énergies fossiles est en revanche avéré, ce que confirme par ailleurs **la très nette augmentation des émissions de gaz à effet de serre japonaises au cours de l'année 2012 de 70 millions de tonnes par rapport à 2011, soit + 5,7 % en un an** : après une baisse continue de la consommation de pétrole entre 2008 et 2010, celle-ci repart nettement à la hausse après Fukushima, passant de 188Mt en 2010 à près de 200 Mt en 2012, soit un doublement de sa part dans le mix électrique japonais entre 2009 et 2012. L'importation de gaz naturel liquéfié est plus importante encore : alors que la consommation du Japon reste à peu près stable entre 2006 et 2010, avec une moyenne de 104 Md de mètres cubes, celle-ci passe entre 2010 et 2012 à 135 Md, soit une augmentation de 30 %, la part du GNL dans le mix électrique global passant ainsi de 29 % en moyenne entre 2008 et 2010 à 48 % en 2012 (cf. la Figure 7).

Tableau n° 2 Données énergétiques diverses sur le Japon 1990-2012.

JAPON	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2011 2012 (%/an)	2000 - 2012 (%/an)
Consommation énergétique totale (Mtep)	439	519	511	510	506	523	521	520	515	496	472	497	471	457	-2,9	-1,1
Part ENR (%)	3,3	3,1	3,0	3,0	3,4	3,3	3,3	3,5	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	4,3	1,9
Electricite Twh	759	958	941	957	950	977	993	1000	1027	980	951	1018	970	971	0,0	0,1
Consommation Gaz natural (bcm)	58	84	84	86	89	89	89	98	107	104	104	109	122	135	10,8	4,0
Consommation Pétrole (Mt)	222	234	228	231	229	227	223	214	211	194	189	188	191	198	3,5	-1,4
Consommation Charbon & lignite (Mt)	116	150	154	163	168	172	180	179	185	173	164	177	168	177	5,6	1,4

Source : Enerdata. Retraitement Cour des Comptes

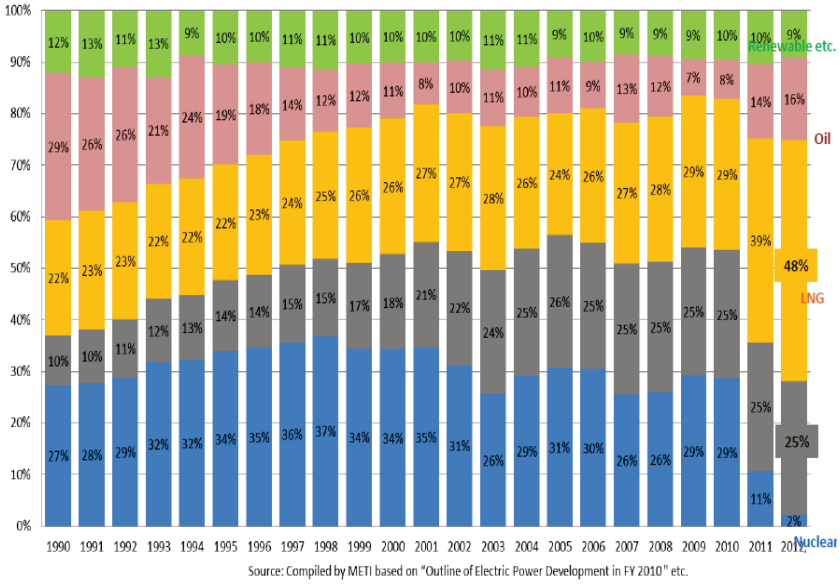


Figure 7. Le mix électrique japonais 1990-2012. Source : Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie du Japon (METI). Vert : ENR ; Rose : Fuel/pétrole ; Jaune : Gaz naturel liquéfié ; gris : charbon ; bleu : nucléaire.

Le redémarrage momentané des deux réacteurs d'Ohi en juillet 2012 sur décision du nouveau gouvernement de Shinzo Abe et qui pourrait être suivi d'une reprise de l'activité nucléaire peut sans doute être compris comme une réponse aux déséquilibres ainsi créés.

La décision du Parti libéral-démocrate d'envisager à terme le redémarrage de plusieurs autres réacteurs nucléaires semble en effet dictée par une double considération :

- le développement important des énergies renouvelables, qui ne représente que 2 à 3 % de la production totale d'énergie au Japon, ne peut, à terme, suffire à remplacer la production nucléaire sans qu'il y ait de rupture majeure des habitudes de consommation ou, simplement, risque sur l'approvisionnement.
- Cette décision s'explique également par le poids de plus en plus lourd des énergies fossiles dans le bilan de la balance commerciale : l'augmentation des importations de gaz et de pétrole combinée à la chute du yen par rapport au dollar ont ainsi largement contribué

- au déficit commercial record de près de 7000 milliards de yen enregistré par le Japon en 2012.
- à l'augmentation du prix de l'électricité

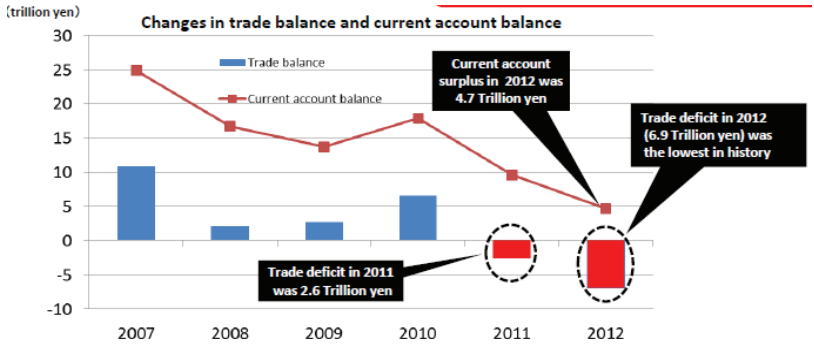


Figure 8. Balance commerciale du Japon (bleu puis rouge) et balance des comptes courants (courbe rouge) en Mds de yen. Source : METI

En outre, et sans préjuger des décisions à venir du nouveau gouvernement, le Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'industrie japonais (METI) a dès à présent estimé que la forte augmentation de la part des énergies renouvelables, qui devra contribuer à la réduction des émissions du pays et à son indépendance énergétique, pourrait cependant s'effectuer, à côté d'une réelle diminution des importations de fuel, principalement au détriment de la production nucléaire, ce qui n'est pas sans rappeler le cas de l'Allemagne. L'analyse du METI conclut également à un fort maintien de la dépendance vis-à-vis du gaz qui deviendrait, en 2035 la première source d'énergie électrique sur l'archipel.

Le charbon continuerait également, selon cette projection, à représenter, malgré une certaine diminution de sa part, près de 20 % du mix électrique japonais, les gains liés à l'efficacité énergétique contribuant avant tout à freiner l'évolution de la consommation.

Au total, sauf à envisager une transformation sociétale de grande ampleur et malgré une multiplication par trois de son potentiel d'énergies renouvelables d'ici 2035 et une amélioration de son efficacité énergétique, le Japon devrait largement rester tributaire à la fois d'un parc nucléaire et des énergies fossiles.

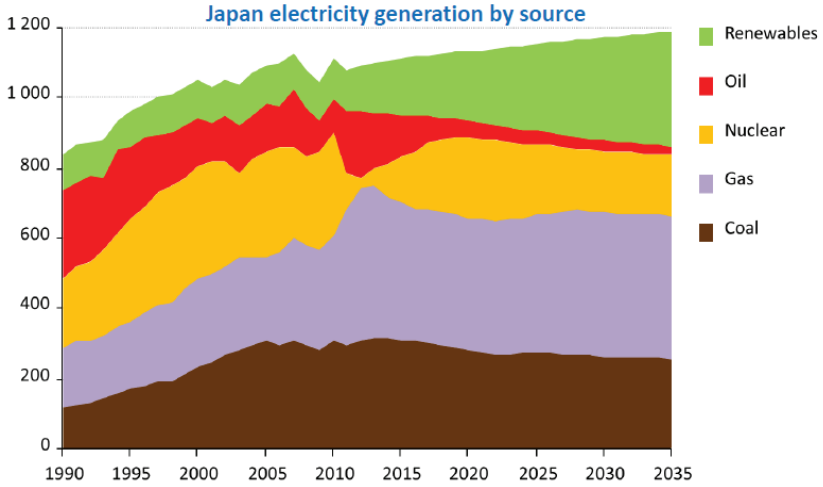


Figure 9. Prévision de l'évolution du mix de production électrique au Japon (en TWh). Source : METI

Depuis les dernières élections, le gouvernement japonais manifeste ainsi une volonté politique de redémarrer les centrales. La mise en place d'une nouvelle autorité de sûreté a aussi permis de poser un nouveau cadre : quatre électriciens ont demandé début juillet 2013 l'autorisation de redémarrer 12 tranches nucléaires. La reprise du projet d'usine de retraitement et la reprise des livraisons de combustible MOx est un autre signe d'une réactivation de la filière.

Il n'en reste pas moins que la restauration de la confiance du public est un défi important, alors que de nouveaux problèmes apparaissent encore régulièrement à Fukushima.

II - Le « *plan Obama* » aux États-Unis

A - Les émissions de CO_2 des États-Unis diminuent depuis 2007

Les émissions carbonées des États-Unis sont à la baisse. La Figure 10 ci-dessous montre une évolution très similaire à celle des émissions de l'Union européenne et des États-Unis, alors qu'il n'y a pas d'équivalent dans ce dernier pays d'un Paquet énergie-climat.

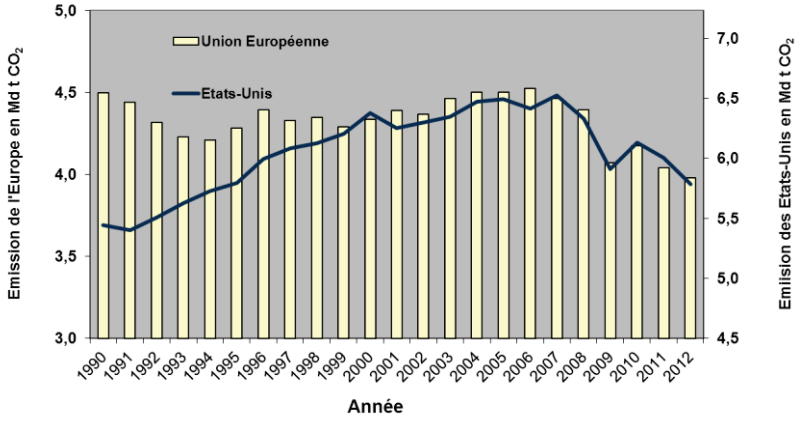


Figure 10. Historique des émissions de CO_2 des États-Unis (unités de droite) vs l'Union Européenne (unités de gauche) (Source : Cour des comptes d'après les données de « BP Statistical Review of World Energy », June 2013)

La raison invoquée et déjà mentionnée réside dans le basculement des centrales électriques à charbon vers le gaz dont le prix s'est effondré à partir de l'extraction des gaz non conventionnels. L'analogie des évolutions européennes et américaines laisse à penser que les origines sont toutefois plus complexes. Une étude récente du Rhodium Group[14] a développé une analyse comparative à partir d'un scénario de référence de « *business as usual* ». Leur conclusion est que

- 55 % de la baisse serait due à la crise économique et seulement 45 % à la réduction de l'intensité en carbone de l'énergie, et
- seulement 38 % de ces 45 % sont dus aux gaz non conventionnels, le reste venant des énergies renouvelables et un peu du nucléaire

[14] Cf. http://rhg.com/notes/coal-claws-back, 14 février 2013.

Tableau n° 3 Origine des réductions de l'intensité en carbone de l'énergie aux États-Unis

Gaz naturel	Eolien	Biomasse Biocarburants	Solaire	Autres EnR	Nucléaire
38 %	27 %	24 %	4 %	3 %	5 %

Source : Rhodium group[14]

Bien qu'une analyse équivalente ne semble pas avoir été encore produite pour l'Union européenne, il est probable qu'une répartition analogue existe entre diminution des émissions provoquées par la crise et augmentation des énergies renouvelables, avec le frein de l'utilisation du charbon, en particulier celui exporté par les États-Unis.

B - Un plan dit « ambitieux » mais encore peu précis

Lors de la campagne pour sa réélection, le président s'était engagé à ce que les émissions de GES en 2050 soit 80 % de celles de 1990, avec un objectif intermédiaire de 17 % de réduction en 2020 par rapport à 2005. Plus de la moitié du chemin a déjà été parcourue (cf. la Figure 10).

Le plan annoncé le 25 juin 2013 consiste en un mémorandum demandant à l'Agence de l'environnement (l'EPA) de formuler des normes de réduction de CO_2 pour les centrales électriques, sans toutefois fixer d'objectifs de réduction globale. L'EPA a été chargée de préparer un projet de normes pour le 1er Juin 2014 et de finaliser la règlementation un an plus tard que les États seraient tenus de respecter avec des plans de mise en œuvre d'ici la mi 2016.

Les limites d'émissions imposées pèseront lourdement sur les 585 centrales alimentées au charbon, dont certaines âgés émettent jusqu'à 1,13 tCO_2 par MWh, soit presque trois fois plus que les centrale à gaz. En avril 2012, l'EPA avait ainsi publié un projet de norme d'émission de 0.45 tCO_2 pour les futures centrales à combustible fossile, mais après avoir reçu plus de 2 millions de commentaires, l'agence a décidé de réévaluer cette limite.

En fin de compte, les États-Unis tablent plutôt sur la capture et le stockage du carbone, mais avec le défi majeur du coût, de l'ordre de 50 à 70 $ la tonne de CO_2 d'après l'Electric Power Research Institute[15].

[15] *« Obama climate plan will hit coal hard »* , Physics Today, p.20, August 2013.

En conclusion, le plan Obama cible le remplacement des centrales à charbon les plus polluantes mais ne donne pas d'objectifs globaux de réduction des gaz à effet de serre.

III - La politique énergie-climat de la Chine[16]

Absorbant à elle-seule la moitié de la production mondiale de charbon, la Chine est responsable de 80 % de l'accroissement des émissions de CO_2 depuis 2008. La figure 6 du rapport montre que malgré la diminution de 14 % en 20 ans des émissions de CO_2 par kWh électrique, la Chine est encore pratiquement un facteur 10 au-dessus de la France et fait juste mieux que la Pologne.

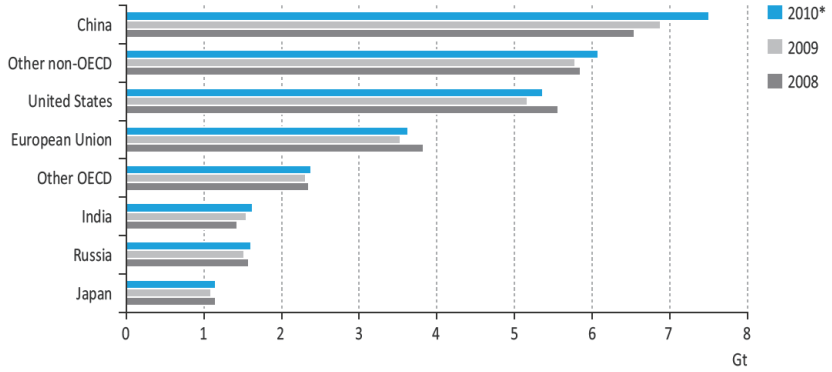


Figure 11. Emissions de CO_2 reliée à l'énergie pour différents pays ou groupes de pays de 2007 à 2010 (Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook 2011)

Pour, à la fois, des raisons intérieures (l'accès limité aux énergies fossiles et pollution exacerbée dans les agglomérations) et extérieures de pression internationale, la Chine s'est lancée dans une stratégie nationale ambitieuse d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES. Le 11ème plan quinquennal (2006-10) avait ainsi donné des objectifs de réduction de 20 % en moyenne de l'intensité énergétique (par rapport au PIB).

[16] Sauf mention autre, les données sur la Chine présentées ici sont tirées de *« A low-carbon road map for China »*, Nature, vol. 500, 8 août 2013, pp.143-145.

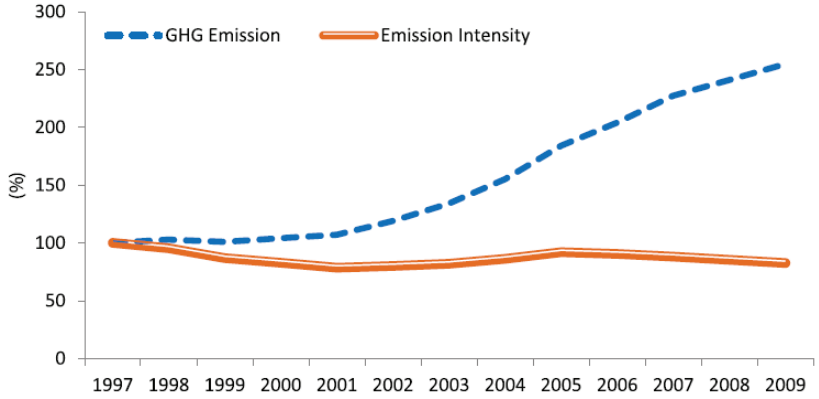


Figure 12. Emissions et intensité d'émission de CO_2 chinoises de 1997 à 2009 (Source : Z. Liu et al. / Energy 45 (2012) 1059-1068)

Le 12ème plan (2011-15) cible aussi des réductions en intensité énergétique et en intensité d'émission de carbone (par rapport au PIB) de 16 % et 17 % respectivement. En fait, les émissions globales ont crû de 50 % de 2006 à 2010 malgré les objectifs atteints sur les intensités (cf. la Figure 12) du fait de la croissance très forte du PIB chinois.

Il est peu connu que la Chine est le premier investisseur mondial en énergies renouvelables, avec 68 Md$ en 2012, soit 20 % du total pour cette année.

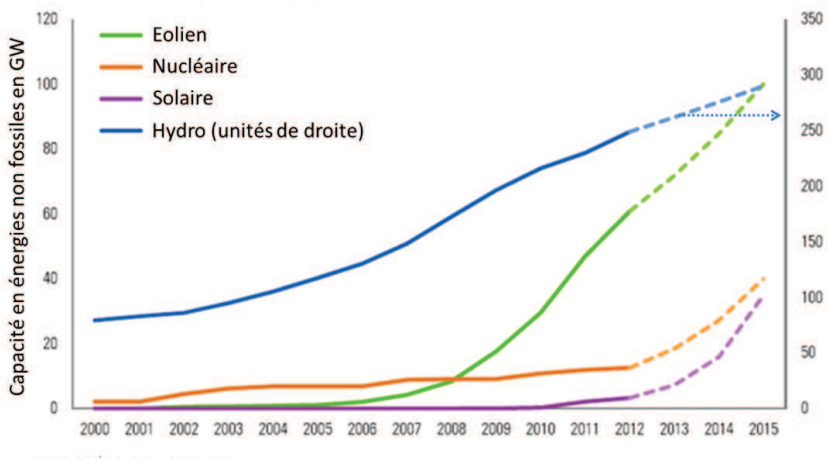


Figure 13. Capacités en énergies non fossiles de la Chine et prévisions gouvernementales jusqu'en 2015 (Source : Cour des comptes d'après « China's 2012 Energy Report Card, Rhodium Group », 27 février 2013)

Les énergies renouvelables installées en 2011 correspondaient à une capacité de 300 GW, pratiquement deux fois plus que les États-Unis. Ces énergies correspondent d'abord à de l'hydraulique, 720 TWh produits en 2011 puis à l'éolien avec une production de 70 TWh. Ce développement est néanmoins limité par le réseau qui reste à grandement améliorer.

De plus la Chine fabrique beaucoup plus de cellules photovoltaïques qu'elle n'en utilise elle-même : la capacité de construction était de 40 GW en 2012 mais seulement 23 GW ont été fabriqués, soit 60 % des 37 GW de production mondiale. Moins de 10 % de cette fabrication a été installée en Chine.

Le potentiel de l'éolien est élevé. Il serait semble-t-il possible de construire 640 GW de capacité pour un coût estimé de 900 Md$. Toutefois, pour l'instant la Chine a fait le choix du nucléaire. Si actuellement ses 17 réacteurs fournissent avec leur 17 GW seulement 1 % de la capacité électrique totale, 28 autres sont en construction et des réacteurs plus avancés sont en programme. L'objectif de la Chine est de porter sa capacité nucléaire à 80 GW dès 2020, 200 GW en 2030 pour atteindre 400 GW en 2050.

Comme l'Europe, a aussi lancé un marché carbone, d'abord au niveau local, en Juin 2013 à Shenzen. Ce schéma est désormais testé dans sept provinces et municipalités, affectant un total annuel de 1,5 MdtCO_2.

En conclusion, les émissions de CO_2 continuent de croître en Chine du fait de la forte croissance de son PIB. Il n'en reste pas moins que la Chine s'est fixé et respecte des objectifs très ambitieux d'efficacité énergétique ainsi que d'énergies renouvelables et décarbonées. Les instruments qu'elle met en place ont des similitudes avec ceux du PEC, une des différences majeures étant toutefois l'implication de l'énergie nucléaire.

L'Allemagne

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

L'Allemagne a adopté un "plan national énergie-climat" en août 2007, en amont des négociations communautaires sur le PEC de décembre 2008. Dans le cadre de ce plan national, l'Allemagne s'est engagée à réduire ses émissions de CO_2 de 40 % d'ici 2020 (par rapport à 1990) et à augmenter la part des énergies renouvelables à 25-30 % de la production d'électricité et à 14 % de la production de chaleur.

Trois objectifs complémentaires ont été fixés à l'Allemagne dans le cadre du PEC :

- réduction des émissions de CO_2 dans les secteurs non-couverts par le marché européen des émissions de CO_2 (ETS) de 14 % en 2020 (par rapport à 2005),
- part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale de 18 % en 2020,
- baisse du plafond d'émission du marché européen des émissions de CO_2 de - 21 % en 2020 (par rapport à 2005), qui concerne naturellement les installations allemandes assujetties à ce marché.

Ces objectifs communautaires ne sont pas explicitement repris dans le cadre de la stratégie énergétique et climatique allemande. Ils sont en effet moins ambitieux que les objectifs nationaux, correspondant uniquement à une baisse des émissions de CO_2 de l´ordre de 33-34 % (contre un objectif national de - 40 %).

B - Organisation du pilotage et méthodologie

Les ministères fédéraux de l'Economie et de l'Environnement sont chargés du pilotage et du suivi de la politique énergétique et climatique du pays.

Le gouvernement fédéral recourt à plusieurs indicateurs, plus ou moins agrégés, pour mesurer les gains d'efficacité énergétique :

1. sur le plan macroéconomique, les indicateurs retenus sont la productivité énergétique primaire et la productivité énergétique finale de l'économie allemande (en €/GJ, corrigée des variations de température et des variations de stock).

2. sur le plan sectoriel, les indicateurs retenus sont :

   - la productivité énergétique finale de l'industrie (en € de valeur ajoutée/GJ, corrigée des variations de température) ;
   - la productivité énergétique finale du secteur résidentiel/tertiaire (en € de valeur ajoutée/GJ, corrigée des variations de température) ainsi que la consommation moyenne d'énergie finale du secteur résidentiel divisée par la surface habitée totale (kWh/m²an) ;
   - la consommation d'énergie finale du secteur des transports (PJ), la consommation énergétique moyenne des nouveaux véhicules immatriculés (litre de carburant/km) et l'évolution du nombre de voyageurs•km.

D'après les experts, l'Allemagne dispose d'une base de données statistique relativement fiable, en particulier en ce qui concerne la consommation d'énergie primaire et l'énergie finale consommée dans les secteurs de l'industrie et des transports. La qualité des données est moins fiable dans les secteurs résidentiels et tertiaires.

C - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

L´Allemagne dresse un bilan régulier de sa politique de transition énergétique, sans faire de bilan spécifique du PEC, celui-ci étant de facto moins ambitieux. Depuis 2012, les ministères fédéraux de l'économie et de l'environnement publient notamment un rapport annuel de suivi de la transition énergétique du pays. Ce processus de monitoring est réalisé avec l'assistance d'un comité d'experts indépendants. Ces experts, qui sont notamment chargés de faire des recommandations méthodologiques sur le processus d'évaluation, publient également une analyse critique du rapport du gouvernement.

Conformément à la décision 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil, le ministère de l´environnement remet tous les deux ans à la Commission européenne un rapport sur l´évolution des émissions de CO_2 du pays. Selon le rapport de 2013, les mesures actuelles devraient conduire à une baisse des émissions du pays de 33 à 35 % en 2020 (par

rapport à 1990), inférieure aux objectifs nationaux mais en ligne avec les objectifs du PEC.

Il n´existe pas d´analyse détaillé et globale des conséquences macroéconomiques de la transition énergétique. Plusieurs indicateurs sectoriels sont néanmoins évalués par le gouvernement. Les experts du gouvernement ont débuté un travail méthodologique, afin d´étudier cette question de manière systématique.

D - Une mise en œuvre volontariste des énergies renouvelables malgré quelques échecs industriels

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne a été soutenu dès 1990 par une politique de soutien très incitative favorisant la production, menée parallèlement à une politique industrielle active, en particulier dans les domaines éoliens et photovoltaïques. La loi fédérale de promotion de l'électricité renouvelable (loi EEG de 2000) qui lui était associée garantissait un tarif d'achat préférentiel pendant 20 ans et un accès prioritaire au réseau.

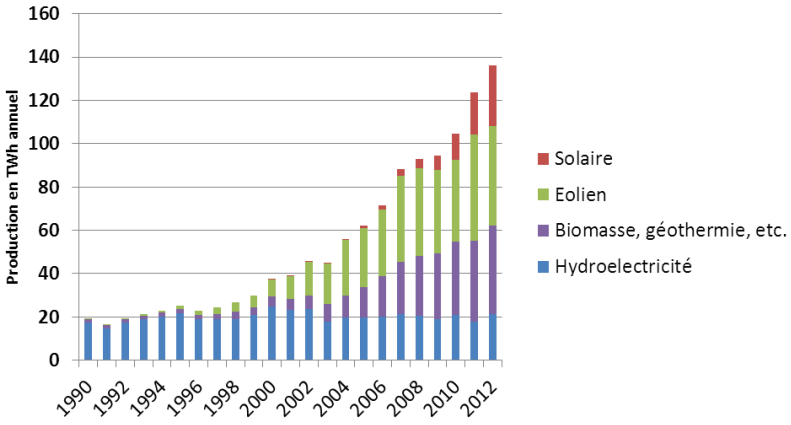


Figure 14. Développement 1990-2012 de la production d'électricité renouvelable en Allemagne (Cour des comptes, d'après les données 2013 de « BP Statistical Review of World Energy » et du BMU (Ministère fédéral allemand de l'environnement)

L'Allemagne a été pionnière du développement des énergies renouvelables au niveau mondial, avec la mise en place d'une véritable politique industrielle de soutien aux filières dès le milieu des années 1990. La production d'électricité renouvelable y a été multipliée par 6 en

quinze ans (135 TWh en 2012) et 137 Md€ ont été investis sur cette période dans les seuls installations photovoltaïques et éoliennes.

Le développement des installations renouvelables reste très dynamique en 2012, notamment dans le domaine du photovoltaïque, malgré la baisse constante des mécanismes de soutien. La Figure 15 ci-dessous met en évidence le chemin restant à parcourir d'ici à 2020.

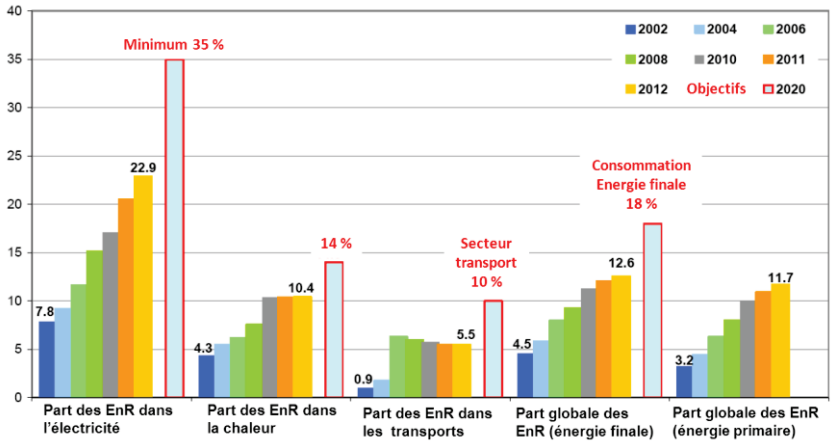


Figure 15. Energies renouvelables : objectifs nationaux et découlant du PEC et réalisation 2020-2012 (Cour des comptes d'après les données 2013 du BMU, ministère fédéral allemand de l'environnement)

Selon le Ministère fédéral de l'Environnement, le secteur des énergies renouvelables emploierait 377 800 personnes en 2012, en baisse de 1 % par rapport à 2011, pour un chiffre d'affaires de 22 Md€.

La concurrence mondiale, notamment asiatique, et la baisse des aides gouvernementales européennes (qui limite leurs débouchés) renforce néanmoins la pression sur les principaux producteurs allemands, notamment dans le secteur photovoltaïque qui est aujourd'hui en pleine restructuration. Plusieurs grands groupes ont déposé le bilan (Solon, Solar Millenium), abandonné leurs activités dans ce secteur (Bosch et Siemens) ou été racheté par la concurrence, notamment asiatique (Q-Cells).

Les énergies renouvelables ont incidemment contribué à la compétitivité de l'agriculture allemande

En 2007, les exportations agroalimentaires de l'Allemagne ont commencé à dépasser les exportations françaises, ce qui a été une surprise pour beaucoup d'observateurs. Le président de la FNSEA explique ainsi que, voulant comprendre la compétitivité de la filière porcine allemande par rapport aux difficultés de la filière française, les exploitants allemands lui ont montré les toits de leurs hangars recouverts de panneaux photovoltaïques chinois. L'obligation d'achat et le tarif généreux de l'électricité produite ont contribué à cet essor de la compétitivité agricole allemande.

Les subventions, accordées sous forme d'un prix garanti payé aux producteurs solaires pour chaque kilowattheure produit, associées au prix bas des panneaux solaires en provenance d'Asie ont en effet générés en Allemagne un véritable engouement pour le photovoltaïque, notamment auprès des agriculteurs. Il n'est en effet que de voyager en Allemagne pour observer les hangars couverts de panneaux. C'est pourquoi, actuellement, un agriculteur allemand a plusieurs activités : l'agriculture, l'élevage industriel mais aussi une implication dans les énergies renouvelables à travers une installation photovoltaïque, le biogaz ou les biocarburants[17].

E - La mise en œuvre du système SCEQE

En 2012, les installations allemandes assujetties au système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) ont émis 452,4 $MtCO_2$, soit près de la moitié des émissions de gaz à effet de serre (GES) allemandes, légèrement au-delà du cap d'émission fixé à l'Allemagne pour la période 2008-2012 (451,8 $MtCO_2$).

1 - Efficacité du système

L'Allemagne considère que le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) a été globalement efficace jusqu'ici, dans

[17] Ce modèle commence à être copié en France, comme le montre l'investissement de 51 M€ de la Caisse des dépôts et consignations (CDC), dans le sud de la France, d'une douzaine de serres photovoltaïques surmontées de panneaux photovoltaïques d'une puissance totale installée de 22 MW. En profitant du tarif d'achat de 20,2 c€ garantis durant 20 ans, « *ce modèle permet de redonner de la compétitivité au maraîchage très consommatrice de main-d'œuvre* » (Les Echos, 28 août 2013).

la mesure où le cap a été maintenu. Néanmoins l'effondrement des prix des quotas sur le marché européen est préoccupant pour l'avenir de la phase III du système d'échange de quotas :

- Le prix du quota est aujourd'hui insuffisamment incitatif pour encourager les investissements dans des technologies bas carbone et des mesures d´économie d´énergie. Dans ce contexte, les émissions de CO_2 des installations allemandes assujetties au SCEQE ont augmenté de + 0,5 % en 2012 (par rapport à 2011). Cette hausse s'explique, d'une part, par la reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), et d'autre part, par la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) au dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2012).

- Le fonds énergie-climat, chargé de financer plusieurs mesures de la transition énergétique allemande, est alimenté par le revenu de la vente aux enchères des certificats de CO_2, avec environ 200 millions de certificats mis aux enchères par an (sur la période 2013-2020). Lors de la mise en place du fonds, les pouvoirs publics misaient sur un prix du quota à 20 €/tCO_2, ce qui correspondait à une recette de 3 à 4 Md€ par an sur la période 2013-2020. Avec la baisse du prix du quota sur le marché, le revenu de la vente aux enchères a dû être révisé à 2 Md€/an fin 2012 (prix prévisionnel du quota à 10 €/tCO_2) puis à 900 M€ au printemps 2013 (quotas à 4,5 €/tCO_2). Afin de pérenniser le financement des programmes prévus (notamment dans le domaine de la rénovation énergétique, de l'électromobilité, et l´amélioration de l´efficacité énergétique), le gouvernement est obligé de combler le manque par des transferts provenant du budget fédéral.

À long terme, la décarbonisation de l'économie allemande dépendra de l'évolution du prix des énergies fossiles et de l'émergence d'un prix du CO_2 élevé, qui justifieront le recours à des technologies de substitution. Le succès du concept énergétique est donc intimement lié à l'évolution des prix du CO2, lui-même conditionné à l'évolution des négociations climatiques internationales.

Dans ce contexte, le ministère fédéral de l´environnement, ainsi que de nombreux économistes se sont prononcés en faveur de réformes structurelles et conjoncturelles (notamment *backloading*) afin de rétablir

un fonctionnement incitatif du marché des émissions de CO_2. Le ministère fédéral de l´économie, relayant les préoccupations de plusieurs fédérations industrielles, a néanmoins bloqué toute intervention sur ce marché, estimant qu´il fonctionnait puisque le cap d´émission global était atteint. Le positionnement des énergéticiens varie en fonction de leur mix énergétique : RWE, qui dispose d´un mix majoritairement charbonné, s´est opposé à tous projet de réforme, contrairement à son concurrent E.ON, qui soutient des mesures visant à rehausser le prix des quotas (afin de rentabiliser les investissements dans les centrales à gaz).

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

L'Allemagne est le plus grand émetteur de quotas d'émissions de CO_2 de l'UE (près de la moitié des quotas attribués aux installations allemandes sont mis aux enchères depuis 2013). Ce dispositif, qui impacte essentiellement les énergéticiens, reste peu contraignant pour l'industrie allemande, qui bénéficie en grande partie de quotas de CO_2 gratuits sur la base de benchmarks, afin d'éviter le risque de "fuite carbone" (délocalisation des industries électrointensives). Ces benchmarks sont établis sur la base des 10 % d'installations les plus performantes, ce qui favorise l'industrie allemande, aujourd'hui à la pointe des technologies en matière de réduction des émissions, par rapport à ses concurrents européens[18].

Aujourd'hui, avec un prix du quota historiquement bas, le SCEQE n´est pas considéré comme nuisant à la compétitivité de l´industrie allemande, les secteurs les plus exposés à la concurrence internationale bénéficiant par ailleurs de quotas gratuits (et de compensations sur les hausses indirectes des prix de l´électricité).

Aucune analyse formelle n´a été réalisée par les services compétents des ministères pour savoir ce qui, sur la baisse des émissions des secteurs couverts par le SCEQE, revient au SCEQE et ce qui revient à la crise (baisse d'activité).

3 - Phase IV

Les ministères compétents ne se sont pas prononcés officiellement en faveur d'une phase IV ou d'un retour à d'autres systèmes (taxe

[18] L'efficacité énergétique de l'industrie allemande est l'une des meilleures au monde (avec 110 kep pour 1 000 € de valeur ajoutée), devant l'industrie japonaise (133 kep pour 1 000 €) et devant la plupart des industries européennes (France : 143, Italie : 147).

carbone…), mais ils privilégient *a priori* le maintien d´un système de marché consolidé, plutôt que l´introduction d´une taxe.

F - Une consommation stable mais des émissions en hausse en 2012

Les graphes suivant résument la situation par secteur de la consommation énergétique et des émissions de CO2. Pour ces dernières, si l'évolution a été d'une baisse depuis les années 1990, les années récentes ont vu une stagnation et 2012 une hausse des émissions, cette dernières due à l'utilisation du charbon en solution de « back-up » à l'intermittence des énergies renouvelables développées à grande échelle :

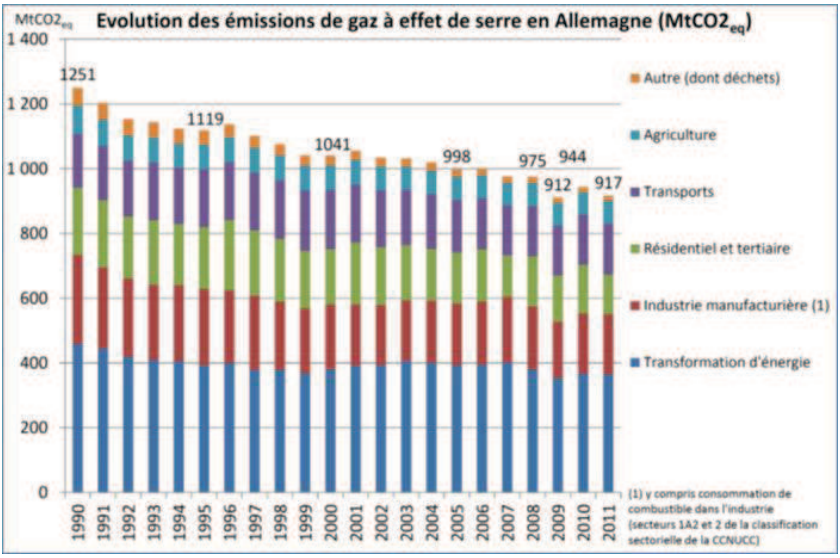


Figure 16. Evolution des émissions de CO2 par secteur ; Source : Office fédéral de l'Environnement (UBA)

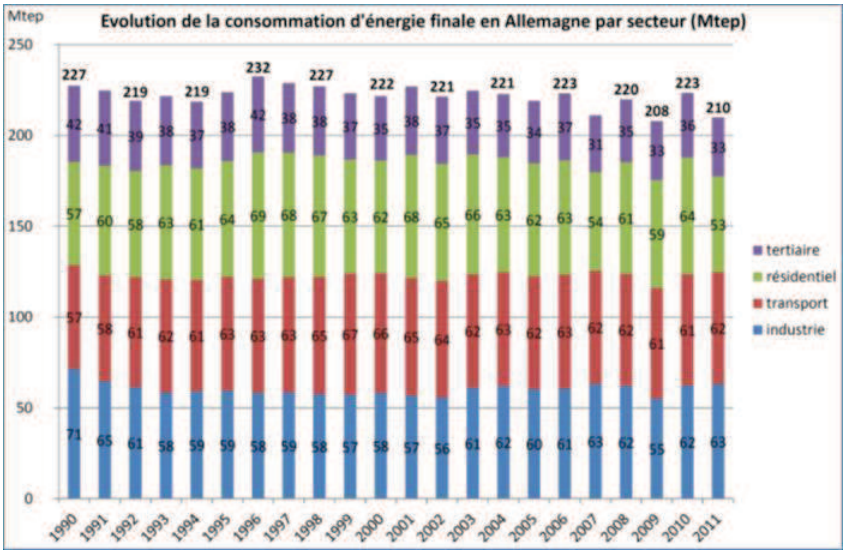


Figure 17. Evolution de la consommation énergétique par secteur ; Source : Ministère fédéral de l'Économie (BMWi)

II - Une analyse sectorielle

A - Le secteur agricole

L'Allemagne n'a pas mis en place de stratégie spécifique de réduction des GES dans le secteur agricole. Les évolutions dans ce secteur sont essentiellement dictées par les changements d'orientation de la PAC (en particulier, l'institution des quotas laitiers a provoqué une diminution des émissions liées à la fermentation entérique, de même les dispositifs de soutien aux grandes cultures a entraîné une baisse des émissions résultant de l'usage des engrais chimiques).

L´Allemagne mène une politique très volontariste de soutien à la méthanisation agricole depuis le début des années 2000. Le pays compte aujourd'hui plus de 7 000 installations de production de biogaz. Face aux enjeux de conflits d´usage des sols et d´aménagement du territoire, le gouvernement fédéral a néanmoins diminué les mécanismes de soutien en 2012, afin de freiner le développement des très grosses installations. Le soutien favorise désormais davantage le développement de petites installations délocalisées, capable également d´injecter directement du biométhane dans le réseau gazier.

B - Le secteur du bâtiment

Le gouvernement fédéral s'est fixé pour objectif un doublement du taux annuel de rénovation des bâtiments (de 1 à 2 % par an), ce qui correspond à la rénovation de 68 Mm² par an (soit l'équivalent de 360 000 bâtiments/an). Pour atteindre cet objectif, l'Allemagne mise essentiellement sur le programme de rénovation thermique de la banque publique KfW, qui accorde des crédits à taux préférentiels et des subventions directes à la rénovation. Le soutien public annuel accordé à ce programme a été porté à 1,8 Md€ en 2013, en augmentation de 300 M€ par rapport à 2012.

Selon les scénarios du concept énergétique allemand, la consommation énergétique du parc bâti (résidentiel et tertiaire) doit ainsi diminuer de 20 % d'ici 2020 (à 110 kWh/m² an) et de 80 % d'ici 2050 (à 40 kWh/m² an, contre une valeur moyenne de 150 kWh/m² an en 2008). Il apparait néanmoins que le programme de rénovation de la banque publique KfW ne constitue pas un levier d'action suffisant pour atteindre ces objectifs. La mise en place de mesures complémentaires se heurte néanmoins à beaucoup de résistance :

- face à la pression des lobbies immobiliers, le gouvernement a renoncé à un projet de mesures obligatoires de rénovation, poussé essentiellement par le ministère fédéral de l'environnement ;

- la chambre haute du Parlement (Bundesrat, représentant les Länder) a rejeté un projet fiscal ambitieux, qui aurait mis en place des avantage fiscaux à la rénovation pour un total de 1,5 Md€. Le projet a été abandonné, sous le motif qu'il empiétait sur la compétence fiscale des Länder ;

- un projet de réforme du droit du logement, autorisant les propriétaires à répercuter davantage les coûts de rénovation sur les locataires, est encore en cours de discussion. Il a été adopté par la Chambre basse (Bundestag), mais l'opposition est très critique au Bundesrat.

Selon une étude récente de la banque kfW, 838 Md€ d'investissements seraient nécessaires pour rénover le parc bâti d'ici 2050, afin d'atteindre les objectifs du gouvernement fédéral. Cet investissement permettrait de préserver de 200 000 à 300 000 emplois dans le secteur, notamment auprès du tissu de PME, et induirait une hausse moyenne du PIB allemand de 0,4 % par an. Le bilan en terme d'économie d'énergie serait plus mitigé, avec seulement 370 Md€ économisés sur cette période.

C - Le secteur des transports

Le renforcement des normes européennes d'émissions de CO_2 des nouveaux véhicules a joué un rôle important pour stimuler l'innovation vers le développement de moteurs moins émetteurs. Les constructeurs allemands (qui développent de grosses cylindrées) exploitent néanmoins pleinement les mécanismes de flexibilité prévus par les directives européennes (modulation des limitations d'émission en fonction de la masse des véhicules, prise en compte de l'éco-innovation et des super-crédits, regroupements de constructeurs,…). Ces mécanismes ont d'ailleurs été portés et défendus avec beaucoup de volontarisme par le gouvernement fédéral lors des négociations relatives au paquet énergie climat de 2008.

Par contre, le développement de l'électromobilité est lent, bien en-deçà des objectifs du gouvernement fédéral, en dépit d'un programme de soutien à la R&D (1 Md€ de financement public sur la période 2011-2013 et 17 Md€ de financement de l'industrie). De même, le déploiement des biocarburants a été freiné ces dernières années, dans un contexte politique général qui thématise davantage les enjeux de conflits d'usage des sols, de renforcement des normes de durabilité et de tolérance des moteurs à ces nouveaux carburants.

La mise en place d'une éco-taxe poids lourds à partir de 2005 a conduit à moderniser et à rendre plus respectueuse de l'environnement la flotte de poids lourds circulant en Allemagne. En effet, cette taxe kilométrique est modulée en fonction de la classe d'émission polluante des véhicules et a donc incité les transporteurs à acquérir des véhicules plus sobres.

D - Le secteur industriel

Aucun objectif national de réduction des émissions de CO_2 n'est fixé à l'industrie allemande. Le système SCEQE est le principal instrument contraignant qui s'applique au secteur industriel, les électro-intensifs bénéficiant par ailleurs d'allocations gratuites de quotas de CO_2, afin de préserver leur compétitivité dans un contexte de concurrence internationale. Le caractère incitatif du marché SCEQE est donc relativement limité, à fortiori dans le contexte actuel de prix très bas.

Depuis le 1er janvier 2013, les entreprises manufacturières allemandes doivent prouver qu'elles ont mis en place un système certifié d'économie d'énergie (ISO ou autre), si elles souhaitent bénéficier

d'allégements sur la taxe environnementale[19]. Par ailleurs, à partir de 2015, ces régimes spéciaux seront accordés uniquement si l'ensemble du secteur manufacturier parvient à prouver une réduction de son intensité énergétique de 1,3% par an.

E - Les projets de captage et stockage du CO_2

L´Allemagne disposait d´un projet de démonstrateur CCS à Janschwalde, développé par l´énergéticien Vattenfall, qui a néanmoins été abandonné en 2011, dans un contexte réglementaire trop incertain. Face à la forte opposition des populations vis-à-vis du stockage du CO2, l´Allemagne a en effet adopté un cadre législatif très contraignant, qui permet aux Länder d´interdire totalement cette technologie sur leur territoire. Dans ce contexte, nombreux observateurs estiment qu´aucun projet CCS ne se développera en Allemagne (malgré les espoirs que cette technologie avait soulevés dans les précédentes stratégies énergétiques et industrielles du pays).

III - En conclusion : une politique ambitieuse mais risquée

1 - L'*Energiewende* : une date de sortie du nucléaire modifiée à plusieurs reprises

En 2000, le gouvernement allemand avait décidé d'appliquer une sortie du nucléaire dans le cadre d'un accord de coalition entre le vert au pouvoir et le parti socialiste. Il adoptait en ceci le scénario dénommé « *Energiewende* » (transition énergétique) conçu par l'Öko-Institut en 1996[20]. Ce scénario développait une combinaison de sortie du nucléaire dès 2000 et des objectifs ambitieux de réduction de CO_2 reposant sur une utilisant massive de centrales à cogénération.

Ce scénario fut toutefois très vite critiqué par des études qui remirent en cause l'arrêt du nucléaire, tout délai dans la sortie du nucléaire permettant de baisser dans le court terme les prix de l'électricité et de réduire l'utilisation de lignite et de charbon. Prenant appui sur ces

[19] L'industrie manufacturière et les entreprises agricoles paient une taxe environnementale réduite, fixée à 1,54 cts€/kWh, contre 2,05 cts€/kWh. Certains secteurs électro-intensifs sont totalement exonérés de cette taxe.

[20] « *Das GRÜNE Energiewende-Szenario 2020, Ausstieg aus des Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung* », Öko-Institute, Darmstadt/Freiburg/Berlin im März 1996.

réflexions, le gouvernement fédéral a modifié en octobre 2010 l'*Energiewende* par un plan de décarbonisation de l'économie allemande et un objectif global de baisse des émissions de CO_2 de 80 % en 2050 par rapport à 1990 (et 40 % pour 2020). La feuille de route du développement des énergies renouvelables prévoit qu'en 2050 celles-ci devront couvrir 80 % de la production d'électricité, contre 22 % en 2012, et 60 % de la consommation d'énergie finale. Cette transition mise également sur un effort d'économie d'énergie (réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020 et de 50 % en 2050), concernant l'ensemble des secteurs de l'économie (industrie, production d'électricité, résidentiel/tertiaire, transports). La sortie du nucléaire y était toutefois retardée à 2036.

Après l'accident nucléaire suivant le raz de marée de Fukushima et le choc qui en a suivi dans les media et l'opinion publique allemands, le gouvernement fédéral a décidé d'avancer la sortie totale du nucléaire, soit 25 % de la production d'énergie primaire, à l'année 2022 en arrêtant immédiatement 8 réacteurs et progressivement les neuf réacteurs restants entre 2015 et 2022.

Tableau n° 4 Objectifs de la transition énergétique allemande et situation en 2011

	2020	2030	2040	2050	2011
Gaz à effet de serre					
Réduction des émissions de gaz à effet (par rapport à 1990)	- 40 %	- 55 %	- 70 %	de - 80 % à - 95 %	- 26,4 %
Efficacité énergétique					
Réduction de la consommation d'énergie primaire (par rapport à 2008)	- 20 %			- 50 %	- 6,0 %
Amélioration de la productivité énergétique (énergie finale)	de 2,1 % par an (2008-2050)				+ 2,0 % par an (2008-2011)
Réduction de la consommation d'électricité brute (par rapport à 2008)	- 10 %			- 25 %	- 2,1 %
Part de la cogénération dans la production d'électricité	25 %				15,4 % (2010)
Secteur des bâtiments					

Baisse de la consommation de chaleur (sans année de référence)	- 20 %				
Baisse de la consommation d'énergie primaire (sans année de référence)				de l'ordre de - 80 %	
Taux annuel de rénovation	doublement du taux annuel de rénovation (à 2 % par an)				environ 1 %/an
Transports					
Baisse de la consommation d'énergie finale (par rapport à 2005)	- 20 %			- 40 %	- 0,5 %
Développement du nombre de véhicules électriques	1 million	6 million			7100 électriques 65 000 hybrides
Energies renouvelables					
Part de la consommation d'électricité brute	> 35 %	50 %	65 %	80 %	20,3 %
Part de la consommation d'énergie finale brute	18 %	30 %	45 %	60 %	12,1 %

Source : DG Trésor, Service économique régional de Berlin d'après les données des ministères fédéraux de l'Economie (BMWi) et de l'Environnement (BMU)

Les objectifs nationaux et communautaires ont été renforcés et déclinés en plusieurs objectifs sectoriels et à long terme (2020, 2030, 2040, 2050) dans le cadre du concept énergétique d'octobre 2010. Ils ont été réaffirmés dans le cadre du concept énergétique de juin 2011 (post-Fukushima), malgré la décision de sortie accélérée du nucléaire. Ces objectifs, ainsi que la situation en 2011, sont résumés dans le tableau n°1.

Le schéma suivant illustre l'évolution programmée du mix allemand d'énergie électrique de 2010 à 2020, puis 2050 :

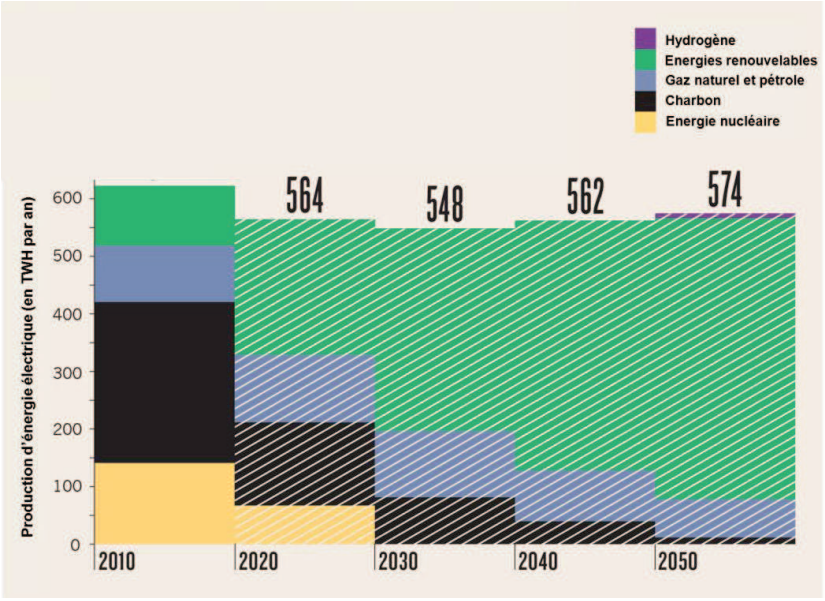


Figure 18. Evolution programmée du mix allemand 2010-2050 (Source : d'après Nature 2013 et les données du ministère allemand de l'environnement (BMU))

2 - Un risque de déficit énergétique

Le gouvernement s'est engagé à compenser intégralement l'arrêt du nucléaire par de nouvelles capacités de production nationales (10 GW thermiques supplémentaires d'ici 2020 en plus des projets en cours, évalués à 13 GW d'ici 2013), sans recourir davantage aux importations d'électricité. Selon le ministère fédéral allemand, l'atteinte de l'objectif implique le doublement de la production éolienne et photovoltaïque entre 2011 et 2020, et le triplement de la production de géothermie et du solaire thermique sur cette même période.

Ce schéma d'évolution bute sur un certain nombre de difficultés dont les principales sont :

- Un déficit de production énergétique. Ainsi, en 2022, la production nucléaire manquante serait de 110 TWh que les énergies renouvelables ne pourront compenser, du fait de retards dans les investissements nécessaires (notamment dans les réseaux), de disponibilité de la ressource supplémentaire (éolien, hydraulique) et de difficultés d'acceptation sociale.

- Des possibilités d'importation limitées, certains des pays voisins comme la Suisse et la Belgique prévoyant d'être eux-mêmes en déficit énergétique.
- Un important coût du renforcement et du développement des réseaux de transport est estimé d'ici 2022 entre 19 et 23 Md€, hors coût du raccordement des parcs éoliens en mer (lui-même estimé à 12 Md€). Ce renforcement, qui suppose de nouvelles lignes de transport, rencontre de fortes réticences sociales.
- La difficile maîtrise des coûts de développement et du rythme de progression des filières, notamment dans le domaine du photovoltaïque. Le coût du soutien public aux énergies renouvelables est en effet de 14,1 Md€ pour 2012 et 20,4 Md€ sont prévus en 2013.
- La coordination des politiques énergétiques des Länder et du gouvernement fédéral.
- La maîtrise de la consommation électrique, l'objectif de développement des énergies renouvelables ne permettant un équilibre que sous réserve d'une baisse de la demande. Or, la compensation par une telle baisse de consommation d'énergie apparaît limitée, le ministre de l'environnement allemand ayant jugé lui-même que l'objectif de réduction de la consommation de 10 % avant 2020 était excessif.

Le ministre de l'environnement allemand a toutefois déclaré le 8 juillet dernier que Berlin devrait arrêter de subventionner l'énergie solaire d'ici à 2018 au plus tard. L'année passée, le ministre avait déjà initié une baisse des aides très généreuses accordées à la filière photovoltaïque et établi un seuil de capacité solaire installée au-delà duquel les pouvoir publics arrêteraient de subventionner cette énergie. Ce seuil de 52 GW devrait être atteint rapidement puisqu'actuellement la capacité totale de la filière est de 38 gigawatts.

3 - Des difficultés pour réaliser les objectifs 2020

Les efforts d'amélioration de la productivité énergétique du pays (PIB/consommation d'énergie), qui s'établissent à + 1,6 % par an sur la période 1991-2011, sont insuffisants pour atteindre les objectifs de 2020 (une amélioration de + 2,6 % par an serait nécessaire). En particulier, les progrès sont lents dans le domaine des bâtiments anciens et des transports. La baisse de la consommation d'énergie primaire dans ces secteurs diffus est pourtant indispensable à la réussite de la transition énergétique.

Parmi les difficultés concrètes rencontrées actuellement dans la mise en œuvre de l'*Energiewende*, on peut citer : le surcoût croissant du soutien aux énergies renouvelables ; les difficultés de raccordement du développement des parcs offshore en mer du Nord qui prend du retard ; les réseaux électriques, menacés d'instabilités, qui peinent à se développer (cf. paragraphe suivant) ; la sécurité du système électrique et la sécurité énergétique qui se sont significativement détériorés ou menacent de le faire, le tout dans un climat d'investissement insuffisamment incitatif pour les nouveaux projets ; le modèle de rentabilité des nouvelles centrales à gaz incertain ; l'amélioration insuffisante de l'efficacité énergétique ; la hausse des émissions de CO_2.

Conscient du retard sur la rénovation thermique des bâtiments, le Bund a porté à 3,5 Md€ son soutien à la R&D dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2014. Le gouvernement souhaite doubler le taux annuel de rénovation énergétique des bâtiments (de 1 à 2 % par an). Face aux pressions, il a néanmoins renoncé à la mise en place de mesures contraignantes. Le levier d'action reste incitatif et passe par un renforcement du programme de rénovation de la banque KfW, qui accorde des subventions directes et délivre des prêts à taux préférentiels très réduits (0,2 %). Le gouvernement a ainsi renforcé de 300 M€/an le programme de la KfW pour la rénovation énergétique des bâtiments, portant le montant annuel du soutien à 1,8 Md€ en 2013.

La transformation vers les énergies renouvelables nécessite un renforcement des infrastructures de transport et de stockage, afin notamment d'acheminer la production offshore du nord du pays vers les sites de consommation du sud. Selon l'agence fédérale de l'énergie, 4 300 km de lignes de transport haute-tension seraient nécessaires d'ici 2020. Ces projets d'infrastructures essentiels et urgents, qui nécessiteraient des investissements d'au moins 100 Md€ d'ici 2050, se heurtent à des problèmes de financement et d'acceptation des populations. Afin de réaliser ces projets au rythme souhaité, le gouvernement devra créer les conditions d'un consensus avec les Länder, les gestionnaires de réseau et la société civile.

À court terme, l'arrêt définitif des huit réacteurs nucléaires et l'augmentation des transferts électriques nord-sud fragilisent l'interconnexion entre les réseaux des différents opérateurs allemands. Des problèmes de stabilité pourraient survenir lors des mois de forte consommation. Par ailleurs, les capacités d'exportation de l'Allemagne deviennent plus limitées et à termes davantage fluctuantes, ce qui pourrait fragiliser l'approvisionnement électrique de certains de ses voisins (France, Pologne). C'est pourquoi le gouvernement a lancé un nouveau

programme de soutien à la recherche dans le domaine des réseaux électriques du futur, doté de 150 M€, et le stockage de l'énergie. Le gouvernement fédéral s'engage notamment à faciliter le montage de projets à dimension internationale et à améliorer la coopération entre le milieu de la recherche et l'industrie.

Le gouvernement vise à diviser par deux les émissions de l'industrie d'ici 2050 (par rapport à 2008). Cet effort correspond à une diminution de la consommation énergétique de 1,1 % par an, soit un effort deux fois plus important que celui observé sur la période 1990-2008. Pour y parvenir, le gouvernement mise essentiellement sur le marché européen d'échange des certificats de CO_2, qui reste néanmoins peu contraignant. Il faut toutefois noter que les émissions de CO_2 des installations allemandes assujetties au marché européen des émissions de CO_2 (secteurs énergétiques et industriels) ont augmenté de 0,5 % en 2012, atteignant 452 $MtCO_2$. Cette hausse s'explique, d'une part, par la reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), et d'autre part, par la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) aux dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2012), sujet sur lequel il sera revenu plus bas.

Le gouvernement vise aussi à diminuer les émissions de CO_2 des transports de 45 % d'ici 2030 et de 90 % d'ici 2050. Le concept énergétique reste néanmoins vague sur les mesures à mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs. Le gouvernement réaffirme sa stratégie de développement de l'électromobilité (mise en circulation d'un million de véhicules électriques en 2020 et de six millions en 2030), s'engage à renforcer les exigences en matière d'émissions de CO_2 des automobiles (sans précisions) et soutient l'incorporation des biocarburants (l'échec de la mise sur le marché de l'E10 en mars 2011 discrédite néanmoins cet objectif).

L'arrêt avancé à 2022 du nucléaire rend donc plus difficile l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO_2 pour 2020. Si l'Allemagne atteint ses objectifs de Kyoto, cela risque de ne pas être le cas pour ceux du Paquet Energie Climat. C'est, dit-on en Allemagne, de façon transitoire, le prix à payer pour la sortie accélérée du nucléaire. Inversement, la décision allemande de sortie totale du nucléaire, prise de façon isolée et sans consultation avec l'UE ou ses voisins, ne répond pas à un objectif explicite du PEC. Si, d'ici 2020 les émissions de CO_2 sont sensés décroître de 40 % par rapport à ceux de 1990 et au moins de 80 % en 2050, la politique de dénucléarisation va donc, à court et moyen terme, plutôt à l'encontre de ces objectifs.

4 - Le défi de l'adaptation de l'infrastructure réseau et ses retombées ailleurs en Europe

L'afflux massif d'électricité d'origine renouvelable provoqué par l'*Energiewende* a entraîné une tension considérable sur les réseaux électriques, risquant, à terme de provoquer de profondes déstabilisations du réseau européen.

Les zones de production d'électricité renouvelable sont essentiellement concentrées dans le Nord de l'Allemagne – avec notamment des champs d'éoliennes offshore en mer du nord et en mer Baltique – alimentant l'ouest et le sud, qui concentrent l'essentiel de l'activité économique du pays.

Ce faisant, l'afflux d'électricité renouvelable entraine une tension sur le réseau allemand qui, jusqu'ici, n'a pas rencontré de difficultés majeures, même si ses responsables estiment que d'importants investissements sont et seront rapidement indispensables pour éviter tout dysfonctionnement.

En 2009, l'EnLAG (Loi sur le Développement des Réseaux) décrète la construction accélérée de 24 projets importants en très haute tension (THT, soit 400 kV). Fin 2012, sur les 1 834 km de nouvelles lignes-doubles THT programmées, seulement 250 km d'entre elles avaient été réalisées, en raison en particulier de la difficulté à les faire accepter. Les autorités du réseau tablent sur la réalisation de la première moitié des projets (963 km sur 1 834 km) d'ici 2016, soit un retard de 2 à 7 ans suivant les projets. L'Agence des Réseaux reformule un plan de développement avec 51 mesures supplémentaires, dont l'optimisation de 2 900 km de lignes doubles, la construction de 2800 km de lignes-doubles dont 3 lignes THT à courant continu du Nord au Sud. Le coût est estimé à 20 Md€ d'ici 2022[21] auxquels il conviendrait d'ajouter 25 Md€ pour les 240 000 km de réseaux de distribution en moyenne et basse tension[22] et le coût du raccordement des parcs éoliens en mer qui pourraient atteindre 12 Md€[23].

Le risque d'une déstabilisation possible du réseau européen est en revanche déjà avéré entraînant des situations de tension avec des pays limitrophes, la République tchèque et la Pologne. Ainsi, afin de desservir l'Allemagne du sud, l'électricité renouvelable en provenance du nord

[21] Cf. : Rapport de *Monitoring Bundesnetzagentur* 2012 cité par Hartmut Lauer dans Le tournant énergétique allemand - les yeux fermés -, 6 février 2013.

[22] « La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? », Note d'analyse du CAS, septembre 2012.

[23] Le raccordement des parcs éoliens en mer français ne nécessite pas, contrairement à l'Allemagne, de construction de nouvelles lignes haute tension à terre.

emprunte le réseau tchèque, exportant ainsi régulièrement un trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, une de ces situations a failli entraîner la saturation du réseau électrique de la République tchèque, entraînant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur en charge de ce seul dossier ainsi que le vote par le parlement allemand en juillet 2011 d'une loi sur l'accélération du développement des réseaux (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz*) doivent permettre de résoudre la problématique actuelle. Cette accélération par l'Allemagne de la planification et de la construction de lignes à haute tension, y compris celles au-delà des frontières des Länder pour le transport Nord-Sud devrait a priori permettre de réduire le délai de mise en place de dix à quatre ans. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux de transport tels que Amprion, TenneT ou EnBW Transportnetze planifient actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux électriques.

Pour éviter le risque d'un blackout, toujours possible, la République tchèque a toutefois averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne du réseau tchèque. Pour ce faire, CEPS qui opère le réseau tchèque a en conséquence décidé la construction d'un transformateur géant près de la frontière destiné à ne laisser « entrer » que la quantité de courant que le réseau national peut supporter. Ce transformateur doit entrer en service d'ici 2017.

5 - Un consensus social, un fort surcoût pour le consommateur

Si jusqu'à présent, un consensus global a été rencontré dans la société allemande sur la décarbonisation de l'économie et la sortie accélérée du nucléaire, ces dernières sont toutefois coûteuses pour les consommateurs.

Le développement des énergies renouvelables a en effet entraîné des surcoûts élevés, liés aux tarifs garantis. Ils sont essentiellement portés par les particuliers et les petites et moyennes entreprises avec des tarifs de l'électricité à usage domestique très élevés par rapport à la moyenne européenne. Selon les dernières estimations, les producteurs allemands d'énergie renouvelables devraient ainsi percevoir en 2013 un montant estimé à 20,4 Md€, pour une électricité qui, sur le marché de gros, ne vaudrait que 3 Md€, la différence étant donc supportée par les consommateurs. Ce traitement différent entre d'un côté les gros industriels et, de l'autre, les PME et les particulier, risque de ne pas être

longtemps tenable, aussi bien en termes de politique intérieure qu'au niveau des règles de concurrence européenne[24].

La figure ci-dessous représente la prime payée aux producteurs, calculée par différence entre le montant réglé aux producteurs et un prix moyen de marché, celui-ci étant estimé en 2012 à 5 Md€.

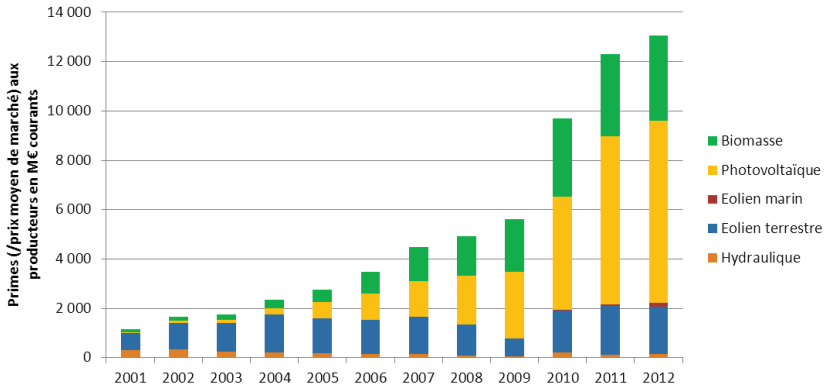


Figure 19. Evaluation de la prime réglée aux producteurs d'EnR (Cour des comptes d'après les données 2013 du Bundesministerium für Imwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)

Le coût total de cette prime est en croissance rapide et est évalué par le ministère allemand de l'environnement à environ 13 Md€ pour 2012.

Le prix de l'électricité payé par un ménage allemand (263 €/MWh en 2013) est ainsi près de deux fois plus élevé qu'en France. En contrepartie, les ménages allemands consomment 30 % d'électricité en moins que les français - différence essentiellement liée au moindre rôle du chauffage électrique - si bien que leur facture électrique n'est dans les faits qu'une fois et demie plus élevée. Par contre, leur facture de combustible pour le chauffage est plus élevée. Les coûts de l'électricité qui vont persister pendant 20 ans, durée des tarifs d'achat garantis, atteindront 150 Md€ d'ici 2032, rien que pour les installations mises en fonction avant 2013. Ils continueront d'augmenter, avec le développement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, et ne pourront être maîtrisés qu'avec d'importants développements technologiques. Cette situation pose clairement la question de la soutenabilité du modèle économique de la transition énergétique allemande. C'est ce contexte qui explique l'annonce mentionnée plus

[24] Cf. M. Cruciani, « Le tournant énergétique allemand : année N+2 », IFRI, juillet 2013.

haut du ministre fédéral de l'environnement sur la profonde réforme du système de soutien, repoussée néanmoins au lendemain des élections législatives et de la formation du nouveau gouvernement de coalition. Le fait que l'énergie soit maintenant de la responsabilité du nouveau ministre de l'économie nommé en décembre 2013, laisse à entendre une plus grande prise en compte des contraintes économiques de la politique énergétique de l'Allemagne.

Le Danemark

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

Le Danemark s'est fixé en 2011 l'objectif d'être 100 % indépendant des énergies fossiles en 2050. Dans le cadre de cet objectif de long terme, le pays s'est fixé des jalons intermédiaires via des plans pluriannuels. La transition énergétique prévoit ainsi une étape en 2020, avec notamment une réduction des émissions de CO_2 de 40 % par rapport à 1990, une réduction de la consommation totale d'énergie de 12 % par rapport à 2006 et, enfin, 35 % de l'énergie consommée issus des énergies renouvelables et 50 % d'électricité issue de l'éolien (impliquant la construction de deux nouveaux parcs éoliens offshore). Le plan énergie 2012-2020, publié en mars 2012, fixe la trame de cette 1ère étape. Il doit s'accompagner d'un plan climat, attendu d'ici l'été 2013, qui décrira la mise en œuvre de différentes mesures visant à réduire les émissions de GES entre 2014-2020 dans les secteurs non couverts par le SCEQE.

L'objectif global du Danemark pour le PEC est de réduire les émissions de GES non soumises au système SCEQE de 20 % en 2020 par rapport à 2005. De plus, le Danemark s'est engagé à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 30 % de la consommation finale en 2020 contre 17 % en 2005.

Le Danemark s'est également fixé un objectif national : réduire les émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990. Les mesures les plus récemment publiées par le gouvernement font état d'une réduction atteinte de 34 % par rapport aux niveaux d'émissions de CO_2 de 1990. Le gouvernement s'est engagé à soumettre à l'approbation du Parlement un « Plan Climat », attendu avant l'été 2013, qui permettra d'assurer la réduction supplémentaire de 6 % des émissions de CO_2, ainsi que des réductions d'autres émissions de GES.

1 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage est assuré par le ministère du climat, de l'énergie et des bâtiments depuis 2007, date à laquelle le ministère de l'environnement a été déchargé des questions climatiques.

Les derniers calculs de trajectoire de réduction des GES à l'horizon 2020 datent de 2011 et montrent que les objectifs annuels peuvent être remplis jusqu'en 2015-2016 sans mise en œuvre de politiques particulières. Datant d'avant la conclusion du plan énergie 2012-2020, le calcul n'intègre pas les différentes composantes de celui-ci, qui sont toutefois suffisamment ambitieuses pour assurer au gouvernement danois de pouvoir remplir ses engagements sans problème, ce qu'il assure d'ailleurs pouvoir largement faire.

La seule mesure de gain d'efficacité énergétique utilisée à l'échelle du pays est la mesure de l'intensité énergétique (comparaison de la consommation énergétique avec le PIB). Le système statistique danois en la matière est réputé fiable, mais le manque de mesures à plus petite échelle rend difficile l'appréciation des pratiques en la matière.

L'agence danoise de l'énergie a également participé à un projet européen de développement d'indicateurs d'efficacité énergétique, qui n'est cependant pas encore repris comme élément de calcul de l'efficacité des politiques mises en œuvre.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

1 - La consommation énergétique et les émissions de CO_2

Les émissions de CO_2 totales et par secteur depuis 1990 peuvent être trouvés dans les graphiques suivants, provenant du rapport annuel danois transmis à l'UNFCCC[25] pour 2012.

[25] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) ou Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC).

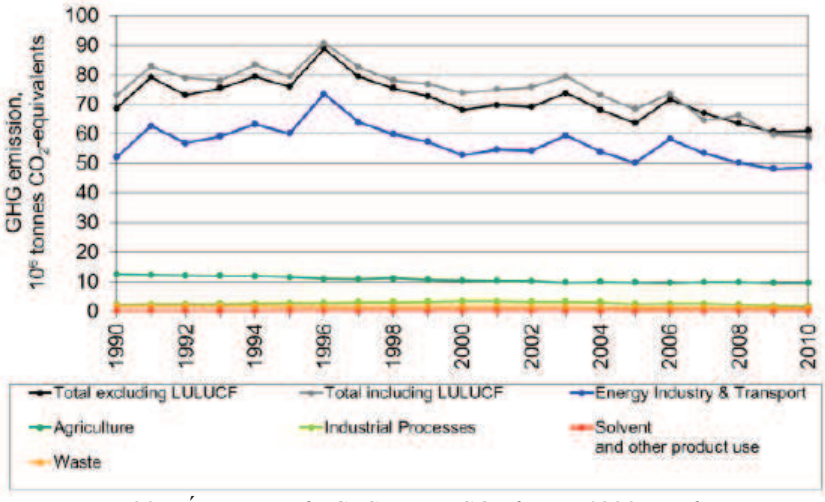


Figure 20. Émissions de GES en eq. CO_2 depuis 1990, total et par secteur (Source : rapport pour l'UNFCCC pour 2012)

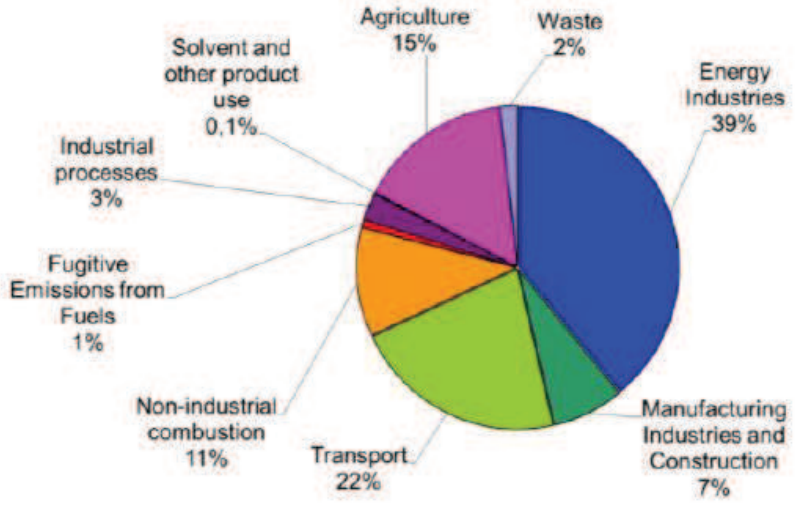


Figure 21. Répartition des émissions de GES en eq. CO2 par secteur en 2010 (Source : rapport pour l'UNFCCC pour 2012)

La consommation brute énergétique par secteur depuis 1990 est représentée dans le graphique ci-dessous.

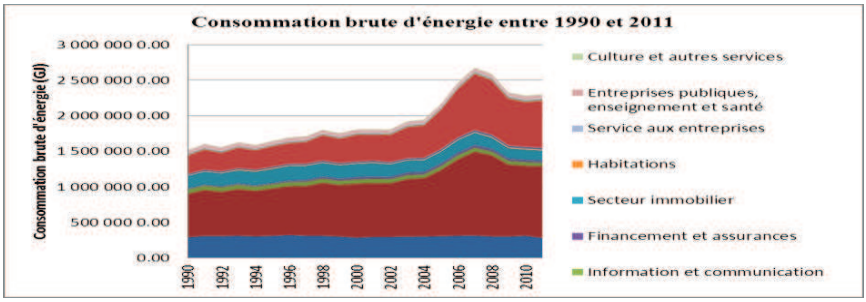


Figure 22. Consommation brute énergétique par secteur depuis 1990 (source : Danmarks Statistik)

Les objectifs de réduction par secteur ne sont pas nécessairement tous déclinés en politiques de mise en œuvre. Cela devrait être le cas lors de la publication du plan climat du gouvernement, attendu pour le printemps 2013. Par secteur, les objectifs de réduction sont les suivants :

- transport : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990, et consommation 100 % renouvelable en 2050.
- agriculture : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990.
- logements : pas de réduction déterminée, plus de détails sont attendus dans le plan climat ; les émissions de GES ont déjà été réduites de 37 % entre 1990 et 2009.
- industrie : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990, sachant qu'une partie importante du secteur est soumis au système de quotas ETS.

2 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Il n'existe pas d'évaluation globale du PEC et de ses conséquences sur l'économie au niveau national.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

La part des émissions totales installations couvertes par le SCEQE est, selon les autorités danoises, plus haute que dans d'autres pays. Selon

les calculs du ministère de l'environnement, datant de 2007, la part des installations couvertes par le système de quotas aurait été de 44 % entre 2008 et 2012, sans actions de réduction des émissions.

1 - Efficacité du système

Le SCEQE est considéré comme efficace en tant que marché théorique, mais l'application pratique manque son objectif de réduction des GES, en raison notamment d'objectifs peu ambitieux, et du coup n'a pas eu d'effet sur les décisions d'investissement.

Administrativement, il n'y a pas de difficultés associées à la mise en œuvre de la phase III. En revanche, les Danois voient une réduction de l'offre de quotas carbone comme étant nécessaire pour rétablir un prix correct.

2 - Coût du système ETS pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Il n'existe pas d'études sur les coûts de mise en œuvre pour les entreprises (qui sont supposés marginaux vu que 98 % des émissions de GES sont couvertes par les quotas distribués gratuitement). La Confédération des industries danoises s'est opposée au projet de *backloading* de la Commission Européenne, en raison de la perte de compétitivité que ce projet pouvait induire pour les entreprises. Cependant, cet argument ne fut pas soutenu par des analyses chiffrées. Un rapport du ministère du climat de 2008 conclut d'ailleurs au faible impact des quotas carbone sur la compétitivité des entreprises.

3 - Phase IV

Le Danemark a une taxe CO_2, qui s'applique à tous les secteurs non concernés par le système d'échange et dont les autorités sont très satisfaites (elle applique un prix d'environ 22€/teqCO_2). Le pays est en faveur d'une phase IV qui traduirait une volonté plus ambitieuse de réduction des émissions de GES, ce qui harmoniserait le prix du quota avec la taxe CO_2.

B - Le secteur agricole

Un rapport récent au gouvernement sur les défis de l'agriculture danoise recommande une régulation des émissions de GES plus fine, au niveau des exploitations elles-mêmes, grâce à la mise en place d'un nouveau système de comptabilité des émissions de GES qu'il faudrait encore développer.

En ce qui concerne la méthanisation agricole, celle-ci est mentionnée dans le plan énergie 2012-2020, qui préconise que 50 % des effluents agricoles soient utilisés pour la production de biogaz. À travers un système d'aides et de soutien à la construction de nouveaux méthaniseurs décidée lors du plan énergie 2012-2020 (prix de rachat du biogaz de 15,4 cts€/kWh, et soutien à l'établissement de méthaniseurs de 30 % du coût total de l'investissement), la méthanisation décolle.

C - Le secteur du bâtiment

Il n'existe actuellement pas de plan national de rénovation énergétique des bâtiments, et les différentes aides et subventions ne sont pas distribuées de manière coordonnée. Le plan énergie 2012-2020 prévoit cependant la publication d'un tel plan avant la fin 2013.

Pour les rénovations énergétiques actuellement réalisées, la règle est de faire des analyses au cas par cas, publiques pour les bâtiments de l'État ou des communes. Les rénovations sont généralement des initiatives locales, s'appuyant entre autres sur le modèle ESCO (*Energy Service Company*), qui permet des partenariats entre entreprises spécialisées dans les réductions des consommations d'énergie et des communes ou collectivités locales souhaitant réduire leur facture énergétique. L'entreprise française Schneider Electrics est notamment présente sur le marché, et présente des résultats donnant des durées de retour sur investissement de moins de trois ans.

Le plan énergie prévoit également des mesures pour augmenter la consommation d'énergie renouvelables dans les bâtiments (l'objectif étant de parvenir à une consommation 100 % renouvelable d'énergie pour l'électricité et la chaleur dans les bâtiments à l'horizon 2035). Environ 25 000 logements par an devront être convertis pour remplir cet objectif (60 % connectés au réseau de gaz, 40 % alimenté en énergie par du fioul). De nouvelles règles de construction ont ainsi été mises en place début janvier 2013, interdisant notamment la construction de logements neufs avec chauffage au gaz ou au pétrole.

D - Le secteur des transports

En plus des incitations existant dans le domaine de la fiscalité des véhicules personnels (une taxe de 180 % de la valeur du véhicule est appliquée pour l'immatriculation de tout véhicule personnel immatriculé au Danemark), dont les voitures électriques sont exemptées, le gouvernement a mis en place plusieurs programmes de soutien à la transition verte du domaine des transports. Le plus notable reste le fonds

affecté à l'électrification du réseau ferroviaire danois, pour environ 3,7 Mds€, dont le financement proviendrait d'une imposition accrue des entreprises opérant dans la mer du Nord.

La fiscalité avantageuse dont bénéficient les véhicules électriques n'a cependant pas permis à leurs ventes de décoller : au contraire, *Better Place Danemark* a récemment du annoncer sa mise en faillite en raison d'un nombre trop réduit de véhicules vendus. La forte pression fiscale sur les propriétaires de véhicules personnels n'a pas réduit le nombre de voitures par habitant, qui est au même niveau que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Le projet gouvernemental de créer une écotaxe poids-lourds pour la circulation sur les autoroutes danoises, fonction du nombre de km parcourus, a été retiré devant la fronde des entreprises situées dans les secteurs économiquement les plus défavorisés, notamment l'industrie agro-alimentaire, et le coût administratif prohibitif de cette taxe.

E - Le secteur industriel

Une grande partie du secteur industriel danois, soumis au SCEQE, se trouve ainsi exonéré de tout autre effort de réduction des GES. Celles qui ne le sont pas doivent s'acquitter de la taxe carbone (appelée également taxe d'économie d'énergie, et dont les consommations d'électricité sont exemptées depuis le plan de croissance d'avril 2013), et peuvent en réduire le montant en signant un accord avec l'agence danoise de l'énergie sur la réduction de leur consommation énergétique et de leurs émissions de GES.

Parmi les principales mesures mises en avant par le ministère du climat, de l'énergie et du bâtiment figure la mise en place d'accords de coopération avec les entreprises du domaine de l'énergie (producteurs et distributeurs), qui obligent ces derniers à réduire leur consommation d'énergie finale de 2,6 % annuellement entre 2013 et 2020. Ces accords représentent un doublement de l'effort des entreprises par rapport à ceux conclus depuis 2006 (les objectifs précédents ayant toujours été largement remplis).

F - Les projets de captage et stockage du CO_2

L'entreprise suédoise *Vattenfall* avait envisagé un projet pilot de capture et stockage de CO_2, auquel le ministre du climat et de l'énergie a finalement apposé son veto, en raison notamment de l'opposition de la population locale et des ONG environnementales. Il n'y a donc pas de projet de CCS au Danemark pour le moment, même si les autorités

s'accordent pour dire que le sous-sol danois semble optimal pour ce genre de projets.

III - En conclusion : des résultats ambigus

Le Danemark s'est fixé en 2011 l'objectif d'être totalement indépendant des énergies fossiles en 2050. Dans le cadre de cet objectif de long terme, le pays s'est fixé des jalons intermédiaires. La transition énergétique prévoit ainsi une étape en 2020, dans le cadre du PEC, avec notamment une réduction des émissions de CO_2 de 40 % par rapport à 1990, une réduction de la consommation totale d'énergie de 12 % par rapport à 2006 et, enfin, une part de 30 % d'énergies renouvelables dans l'énergie consommée (le niveau de 2005 étant de 17 %). La part de l'éolien devra représenter 50 % de la production électrique, ce qui implique la construction de deux nouveaux parcs éoliens offshore, l'autre grande source d'énergie renouvelable est la biomasse.

Le Danemark a mis en place un dispositif de soutien à partir de tarifs de rachat basés sur les prix du marché auxquels une subvention est ajoutée. L'obligation de service public (352 M€ en 2011) est perçue auprès du consommateur par les distributeurs d'électricité et est redistribuée aux producteurs d'électricité éligibles à ce dispositif. Le dispositif de soutien a été revu dans le cadre du plan énergie 2012-2020 dans le sens de la baisse avec, pour l'éolien terrestre, des niveaux de subventions dépendant de la production mais aussi du niveau des prix du marché.

Malgré la faible production photovoltaïque, une bulle s'est toutefois déclenchée, poussant l'État à baisser les tarifs d'achat à partir de 2014. Le gouvernement, et particulièrement le ministre de l'énergie et du climat, sont critiqués pour avoir permis l'adoption d'une loi trop favorable à l'installation de projets photovoltaïque, entrainant ainsi des pertes estimées à plusieurs milliards d'euros d'ici 2020 dans le budget de l'Etat.

Les mesures mises en place ont permis de réduire les émissions de GES, de 34 % par rapport à 1990 (pour un objectif de 40 % de réduction de 1990 à 2020).

Les autorités danoises sont sereines quant à l'atteinte des objectifs 2020, mais elles rencontrent toutefois un certain nombre de difficultés dans la mise œuvre de la politique, notamment dans le secteur des transports, et du logement. Il n'existe actuellement pas de plan national de rénovation énergétique des bâtiments, et les différentes aides et

subventions ne sont pas distribuées de manière coordonnée. Le plan énergie 2012-2020 prévoit cependant la publication d'un tel plan avant la fin 2013.

La fiscalité avantageuse dont bénéficient les véhicules électriques n'a en de plus pas permis à leurs ventes de décoller : au contraire, le principal constructeur, *Better Place Danemark*, a récemment été mise en faillite en raison d'un nombre trop réduit de véhicules vendus. Par ailleurs, les statistiques européennes montrent que la forte pression fiscale sur les propriétaires de véhicules personnels n'a pas réduit le nombre de voitures par habitant, qui est au même niveau que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Par ailleurs, le gouvernement a souhaité introduire une écotaxe poids-lourds pour la circulation sur les autoroutes danoises, qui serait fonction du nombre de kilomètres parcourus. Face à la fronde des entreprises situées dans les secteurs économiquement les plus défavorisés, dans lesquels sont situées les principales industries agro-alimentaires, le gouvernement a dû céder.

La politique danoise est souvent montrer en exemple du fait du haut taux de pénétration de ses éoliennes, un tiers, soit en 2012 plus de 10,4 TWh sur un total de 30,4 TWh, et de la réussite de ses interconnexions avec les pays du nord. Le Danemark bénéficie en effet d'une situation particulière avec en particulier la Norvège dont les ressources hydro-électriques lui permettent de stocker une partie de sa production en excès. L'exemplarité est donc relative en ce qu'elle ne peut s'appliquer à l'ensemble des pays européens et ceci d'autant moins que, malgré une amélioration au cours du temps le Danemark est en termes d'émission de CO_2 par kWh électrique produit, paradoxalement en position très médiocre avec en 2010, 360 gCO_2/kWh.

L'Espagne

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Les objectifs

Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Espagne s'est engagée à ne pas augmenter ses émissions de CO_2 de plus de 15 % (soit 333,2 Mt) en moyenne sur la période 2008-2012, par rapport à celles de 1990 (290 Mt), l'année de référence. Or, sur la période 2008-2011 la moyenne était encore de 365,2 Mt (+29 %), et pour 2011, les émissions atteignaient 350,5 Mt (+ 24 %). L'Espagne est ainsi le pays industrialisé qui a le plus augmenté ses émissions de CO_2 et c'est le pays de l'UE qui devra payer le plus pour respecter ses engagements.

L'Espagne compense cet écart à ses objectifs de réduction d'émission notamment par l'achat de droits à polluer : elle a déjà dépensé 770 M€ pour l'achat de droits d'émission, et devra encore acquérir 105 Mt entre 2012 et 2014. Toutefois, à la différence du gouvernement antérieur, les investissements dans des projets "verts", auparavant dans des pays en développement, sont dorénavant remplacés par des projets en Espagne afin de générer des emplois et de faire baisser les émissions sur place.

Sur les négociations climatiques, l'Espagne ne soutient le principe d'un accord climat remplaçant Kyoto, que s'il est global et s'applique à tous, seule condition pour que l'industrie l'accepte.

Malgré cette situation de queue de classement européen, l'environnement n'est pas une priorité du gouvernement qui n'adopte de mesures environnementales qu'à condition qu'elles préservent l'emploi et la compétitivité. Le ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de l'environnement est ainsi l'un des plus touchés par les coupes budgétaires de 2013 (-13 % après – 31 % en 2012).

En matière d'objectif d'énergies renouvelables, la situation espagnole est paradoxale, le fort développement des renouvelables, avec des primes démesurées (1 % du PIB) a abouti à un système tarifaire électrique structurellement déficitaire (30 Md€ de dette à ce jour) : la part des renouvelables est certes de 31 % dans le mix électrique, mais elle n'est que de 12,3 % dans le mix d'énergie primaire, et des inquiétudes se

font jour sur l'atteinte de l'objectif européen de 20 % (l'Espagne freinant la construction de parcs éoliens et solaires).

En matière d'efficacité énergétique, la situation est meilleure et l'objectif intermédiaire européen par rapport à 2007 (année de pic d'activité économique et industrielle) a pu être facilement atteint. Mais il reste de la marge sur un parc immobilier très important et sur un parc automobile vieillissant. Le gouvernement prend des mesures en ce sens, mais plus pour relancer le BTP et la consommation automobile que pour verdir l'économie (promotion de l'efficacité énergétique du bâtiment 1 Md€ de mesures d'aides environ, et primes à la casse).

2 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage, la coordination et le suivi de la politique climatique sont assurés par l'Office espagnol du Changement climatique (OECC), Direction générale dépendant directement du Secrétariat d'État à l'environnement, au sein du Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de l'environnement. L'OECC assure ainsi le Secrétariat de la Commission interministérielle pour le changement climatique et celui du Conseil national du climat, l'organe de coordination des politiques pour le climat avec les autres administrations espagnoles et la société civile. De plus, la gestion et coordination avec les gouvernements régionaux (Communautés Autonomes) est renforcée depuis 2005 par la Commission de coordination des politiques de changement climatique.

L'objectif d'une baisse de 10 % des émissions par rapport à 2005 avantage l'Espagne car 2005 correspondait à un fort pic de ses émissions. Depuis lors, les émissions de CO_2 ont baissé de 19 %, avec toutefois un léger rebond en 2011 par rapport à 2010 (+0,7 %) en raison d'une plus grande utilisation du charbon national pour la production d'électricité, tendance qui s'est poursuivie en 2012 (+ 2,1 %).

Après les premières actions mises en place à partir de 2003 et notamment la «Stratégie d'économie et d'efficacité énergétique pour 2004-2012», l'Espagne a approuvé en juillet 2007 sa « Stratégie sur le Changement Climatique et les Énergies Propres » (EECCEL) horizon 2007-2012-2020, texte de référence permettant de coordonner les politiques de changement climatique avec les collectivités régionales et locales. Elle contenait près de 200 mesures visant à réduire les émissions de GES, dont 80 s'inscrivaient dans un plan de mesures urgentes. Parmi elles, 59 mesures formaient le Plan d'action pour l'économie et l'efficience énergétique 2008-2012 (PAE4), instrument mis en place pour atteindre les objectifs du protocole de Kyoto repris dans le PNA (Plan National d'attribution de quotas d'émission) pour cette même période. Les autres mesures portaient sur sept secteurs et gaz différents.

Enfin, en juillet 2011, le gouvernement approuvait le « Plan d'action 2011-2020 d'économie et d'efficacité énergétique ». La crise facilite l'effort en matière de réduction d'émissions de CO_2 des secteurs industriels soumis à la directive SCEQE, excepté pour celui de la génération d'électricité responsable de plus de 55 % des émissions totales et dont les émissions ont augmenté de 7 % en 2012 en raison d'une plus grande utilisation du charbon.

Le plan d'énergies renouvelables 2011-2020 prévoyait pour 2020 :

- 20,8 % d'ENR sur la consommation finale brute d'énergie. Cependant, le gouvernement mise plutôt sur l'atteinte des objectifs UE (20 %), mais sans dépassement. La part réalisée en 2012 est de 12,3 %. Atteindre les 20 % pourrait s'avérer difficile compte tenu des réformes successives pour tenter d'endiguer le déficit tarifaire chronique dont souffre le secteur de l'énergie, et qui ont fortement freiné le développement des renouvelables.
- 11,3 % sur la consommation d'énergie dans le transport (objectif UE: 10 %)
- 38,1 % sur la production brute d'électricité (31 % réalisé en 2012)
- 17,3 % sur la consommation finale brute d'énergie pour le chauffage et la réfrigération.

Le Plan bas carbone de l'Espagne devrait lui permettre d'atteindre ses objectifs en matière d'efficacité énergétique car les indicateurs dans ce domaine permettent de conclure que l'Espagne a anticipé à 2010 l'atteinte de l'objectif intermédiaire de 9 % d'économie d'énergie primaire par rapport à l'année 2007 marqué pour 2016 par la directive européenne.

Les transports représentent 25 % des émissions de CO_2. En 2011, l'Espagne a augmenté à 7 % l'introduction obligatoire de biodiesel dans les carburants pour les années 2011, 2012 et 2013. Dans son rapport annuel 2011, le ministère de l'environnement estime à 7,7 % la participation du bioéthanol à la consommation d'essence et à 6,7 % celle du biodiesel au diesel consommé. L'Espagne ne s'est pas fixé d'objectifs au-delà de l'année 2020.

Tableau n° 5 Évolution des émissions totales de CO_2 en Espagne (en MteqCO_2)

Pré-Kyoto	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
290	283	317	379	433	432	399	363	349	350

Tableau n° 6 Objectifs énergétiques du Plan d'action d'économie et d'efficacité énergétique 2011-2020

Tabla 9 Objetivos Energéticos del Plan de Acción 2011 -2020

	Ahorros de Energía Final (ktep)		Ahorros de Energía Primaria (ktep)	
	2016	2020	2016	2020
Industria	2.489	4.489	2.151	4.996
Transporte	6.921	9.023	8.680	11.752
Edificios y Equipamientos	2.674	2.867	5.096	5.567
Servicios Públicos	56	125	131	295
Agricultura y Pesca	1.036	1.338	1.289	1.665
Total sectores usos finales	13.176	17.842	17.347	24.274
Transformación de la Energía	—	—	9.172	11.311
TOTAL	13.176	17.842	26.519	35.585

3 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Selon l'Office Espagnol du Changement Climatique, il n'existe pas d'évaluation régulière globale de la mise en œuvre et de l'impact du PEC sur l'économie espagnole.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

Les émissions des installations couvertes par le système SCEQE représentent 35 % des émissions totales de l'Espagne. Le plan national d'attribution de quotas 2008-2012 attribuait gratuitement un total de 761,250 MtCO_2, soit par an 76,9 % des émissions de CO_2 de 2005 des installations entrant dans le système. Cette attribution représente également une réduction de 18,4 % par rapport à l'attribution annuelle pour la période 2005-2007.

1 - Efficacité du système

L'Espagne estime que le système a été efficace car les émissions de CO_2 ont diminué de manière significative et le système a entrainé l'implantation de systèmes efficaces de mesure des émissions. Le bilan tiré par le pays de la phase II du système ETS est positive, même si l'impact spécifique au système ETS ne peut pas être évalué.

Les difficultés de mise en œuvre de la troisième phase du système ETS tiennent au bilan entre émissions et droits, et l'excédent accumulé de la phase II, qui a créé une chute du cours de la tonne de CO_2.

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Le système n'est pas jugé coûteux pour les entreprises concernées ou nuisible à leur compétitivité car le cours de la tonne de CO_2 a baissé significativement. L'Espagne juge qu'il stimule l'efficacité énergétique et les investissements en modernisation et nouvelles technologies.

3 - Phase IV

L'Espagne est en faveur d'une phase IV du système SCEQE. Au plan politique, le gouvernement espagnol est partagé sur le sujet du backloading SCEQE : si le ministère de l'environnement est pour, le ministère de l'industrie et le lobby industriel espagnol sont contre. Pour l'heure, sur ce sujet qui ne fait consensus en Espagne ni au sein du gouvernement ni au sein des partis politiques, l'Espagne maintient son opposition au backloading.

B - Le secteur agricole

Les lignes stratégiques du secteur agricole pour la réduction de ses émissions de CO_2 sont d'une part la politique forestière visant à augmenter les puits de carbone et d'autre part, la politique en matière d'élevage pour réduire les émissions de GES issues des purins.

1 - Politique forestière et puits de carbone

Parmi les actions menées :

- amélioration des activités agricoles par la divulgation, afin de faire connaître les avantages d'une gestion agricole contribuant à la mitigation et à l'adaptation au changement

climatique, soutien aux activités agricoles plus soutenables pour le climat avec estimation du carbone fixé

- réalisation de l'inventaire des activités agricoles et forestières. Proposition d'un registre des projets de boisement et mesures tendant à augmenter la capacité d'absorption des puits de carbone et à en améliorer la comptabilisation et l'inventaire.

2 - Méthanisation

Par ailleurs, dans le cadre de sa stratégie de changement climatique et énergie propre, l'Espagne a approuvé un certain nombre de mesures urgentes parmi lesquelles figurait le Plan de bio-digestion des purins approuvé le 26 décembre 2008. Une fois approuvés les décrets d'application de ce plan prévoyant une réduction des émissions de 2,23 MteqCO_2/an, 8,177 M€ ont été versés entre 2009 et 2011 aux régions à forte concentration d'élevages pour la mise en place de mesures de méthanisation. Les résultats à ce stade ne sont pas encore connus.

Le secteur connaît pas mal de difficultés d'inventaire de ses émissions. Les succès sont graduels en bio-digestion des purins et gestion des fertilisants ainsi qu'en implantation de bonnes pratiques pour le développement d'une agriculture durable.

C - Le secteur du bâtiment

Sa forte dépendance énergétique et la législation communautaire ont conduit l'Espagne à adapter sa législation et à adopter divers plans d'économie et d'efficacité énergétique, notamment dans le bâtiment qui représente 26 % de la consommation d'énergie finale et où il existe un fort potentiel (près de 6 millions de logements ont plus de 50 ans). La mise en place d'une législation de base (notamment cadre législatif pour les sociétés de services énergétiques) et de plans nationaux successifs élaborés par le gouvernement central (plans d'économie et d'efficacité énergétique, plans de logement et de réhabilitation…) et mis en œuvre par les régions sont les mesures adoptées par l'Espagne pour atteindre les objectifs de la directive 2010/31 UE sur performance énergétique dans le bâtiment. Entre 2005 et 2010, pour les deux premiers plans, les régions ont géré un budget de 1,5Md€ dont 1,165 Md€ en provenance de l'IDAE (équivalent de l'ADEME) et 348 M€ de leurs propres budgets.

Pour poursuivre l'effort et tenter en même temps de redynamiser le secteur de la construction, le conseil des ministres a approuvé en avril dernier le projet de loi de réhabilitation et rénovation urbaines ainsi qu'un

plan en faveur du logement 2013-2016 qui visent notamment à favoriser la réhabilitation et à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. La certification énergétique sera dorénavant obligatoire pour mettre en vente ou pour louer un bâtiment ou un appartement.

Par ailleurs, divers plans de rénovation des installations thermiques (chaud, froid, ventilation) et d'eau chaude sanitaire, des électroménagers ou de l'illumination intérieure moins consommateurs d'énergie, mis en place par les régions et/ou par les grandes villes, viennent compléter cette politique.

L'objectif global et d'atteindre une consommation d'énergie finale de 2 867 ktep en 2020 à travers un ensemble de mesures incluant notamment subventions et avances remboursables, formations, informations et inspections.

À noter cependant que l'ampleur de la crise économique et les difficultés pour accéder au crédit freinent le développement des sociétés de service énergétique et la réhabilitation des logements. Le ministère de l'équipement négocie avec les banques la création de nouveaux crédits à cet effet.

Il n'existe pas d'études spécifiques de l'administration espagnole concernant la rentabilité des investissements ou les bilans macro-économiques dans ce domaine.

D - Le secteur des transports

Grâce à son plan d'action 2011-2020 pour le secteur des transports, l'Espagne prévoit une économie globale d'énergie finale de 9 Mtep en 2020, résultat d'une quinzaine de mesures réparties en 3 blocs :

- mesures de changement modal pour réduire la croissance de la demande en mobilité (ex. plans de mobilité urbaine et d'entreprises, soutien au télétravail et à la téléassistance, car-sharing, etc.) et rééquilibrage des transports de personnes et de marchandises vers des technologies plus efficaces (transports publics, transports non motorisés, transport ferroviaire et maritime, intermodalité, etc.) ;
- mesures de renouvellement des flottes vers des véhicules moins polluants (plan véhicule électrique et plan d'aide de remplacement et mise à la casse de véhicules de plus de 12 ans d'âge) ;

- mesures d'usage rationnel des modes de transport, soutien aux techniques de conduite efficaces et aux systèmes de gestion et d'optimisation des flottes et des trajets.

À titre d'exemple, le Plan de soutien à la voiture électrique (plan MOVELE 2010-2012) avait un objectif très ambitieux de 250 000 voitures électriques en 2014 qui ne sera pas atteint, loin de là. Selon le ministère de l'industrie, sur la période 2010-2012, un total de 5 455 véhicules électriques ont été vendus et 771 points publics de recharge installés.

Les aides dans ce domaine pour 2013 s'élèvent à 10 M€ seulement (entre mai et décembre). Elles varient en fonction du type de véhicule pouvant en bénéficier (les deux-roues ont été exclus des aides de ce Plan pour l'année 2013) :

- 5 500 € pour les véhicules offrant 90 km d'autonomie.
- 3 500 € pour les véhicules offrant entre 40 km et 90 km d'autonomie.
- 2 500 € pour les véhicules offrant entre 15 km et 40 km d'autonomie.
- 8 000 € (et jusqu'à 20 000 €) pour les bus et véhicules utilitaires.

Une deuxième composante de la politique de réduction des émissions liée aux transports est l'introduction de biocarburants. La difficulté pour l'Espagne sur ce point est le dumping pratiqué par des pays comme l'Argentine et l'Indonésie sur le marché espagnol des biocarburants qui a conduit à la fermeture de nombreuses unités de production du pays.

D'une manière générale, difficultés également dans ce domaine pour renouveler le parc automobile en raison de la crise, en partie compensées par l'introduction de mesures pour une mobilité durable dans les villes.

Enfin, le gouvernement envisage actuellement une révision de l'Impôt de circulation perçu par les municipalités afin que celui-ci taxe davantage, à partir de 2014, les véhicules les plus polluants.

E - Le secteur industriel

Le secteur industriel espagnol est soumis, pour une grande part, à la directive ETS et la plupart des actions de réduction de ses émissions de GES se réalisent dans ce cadre. Elles sont complétées actuellement par les

mesures du Plan d'Action 2011-2020 pour le secteur industriel qui prévoit des mesures telles que :

- soutien économique à la réalisation d'audits énergétiques débouchant sur la réalisation matérielle de projets permettant des gains d'efficacité énergétique et des réductions d'émissions de GES ;
- soutien à l'implantation des meilleures technologies disponibles en matière d'énergie et environnement ;
- implantation de systèmes de gestion énergétique (mesure et contrôle, analyse des variables des processus de production) : développement de la réglementation en ce sens.

F - Les projets de captage et stockage du CO_2

Il existe encore peu de projets de captage et stockage de CO_2 en Espagne. Parmi les plus en vue, en matière de captage du CO_2, se trouve celui de Compostilla (province de León), lancé en 2006 et en marche depuis 2011, soutenu par l'État à travers la fondation "Ciudad de la energía – CIUDEN" pour capturer le CO_2 des centrales thermiques à charbon pulvérisé. La technologie utilisée est l'oxy-combustion et le lit fluide circulant.

Le plus en vue en matière de stockage géologique est celui de Hontomín (province de Burgos) également mené par la fondation CIUDEN depuis 2009, dans le cadre du projet européen OXYCFB300. Une fois passées les phases de sélection de l'emplacement, caractérisation, design et construction du centre, Ciuden vient d'atteindre la phase de perforation de deux puits, l'un pour l'injection du CO_2 et l'autre pour le monitoring afin de visualiser le comportement du CO_2 dans le sous-sol. La zone est déjà dotée d'un réseau de monitoring continu composé de 30 stations micro-sismiques.

La population n'a pas beaucoup réagi à ces projets qui sont par ailleurs créateurs d'emplois dans ces régions minières particulièrement affectées par le chômage. Un développement massif de ces technologies ne serait envisageable que si elles s'avéraient très rentables dans une 2ème phase. De plus actuellement, le secteur public espagnol n'est pas en condition d'investir massivement.

III - En conclusion

L'Espagne, qui est l'un des pays de l'Union Européenne à la plus forte dépendance énergétique (77 % de son approvisionnement en énergie) a mis en place au cours de la dernière décennie une politique de développement des énergies renouvelables très incitative s'appuyant en particulier sur la production hydraulique et éolienne et, depuis 2009, sur l'énergie solaire photovoltaïque. La situation espagnole est aujourd'hui paradoxale, le fort développement des renouvelables, ayant abouti à un système tarifaire électrique structurellement déficitaire (30 Md€ de dette à ce jour soit 3 % du PIB) : la part des renouvelables est certes de 31 % dans le mix électrique, mais elle n'est que de 12,3 % dans le mix d'énergie primaire, et des inquiétudes se font jour sur l'atteinte de l'objectif européen de 20 %.

Un moratoire a marqué en effet un arrêt brutal en 2012 du soutien des énergies renouvelables. L'Espagne a programmé une réforme fiscale du secteur de l'électricité adoptée en juillet 2013 pour couvrir les surcoûts liés au développement des nouvelles énergies. Elle devrait taxer uniformément toutes les sources de production de l'électricité quelle que soit la technologie et surtaxer les sources d'électricité productrices de CO_2. Cette taxe aura pour conséquence d'augmenter la facture d'électricité des consommateurs, particuliers et entreprises.

En raison de l'éclatement de la bulle spéculative dans le solaire photovoltaïque et de la suppression du soutien en 2012, le développement de cette filière sera désormais très limité. La disponibilité de la ressource et la marge de progression du potentiel hydraulique sont pratiquement nulles pour la grande hydroélectricité et donc limitées à la petite hydroélectricité (<10 MW). Le développement de l'éolien terrestre se heurte à des difficultés avec de nombreux recours contentieux de la part des riverains.

En matière d'efficacité énergétique, la situation est meilleure et l'objectif intermédiaire européen par rapport à 2007 (année de pic d'activité économique et industrielle) a pu être facilement atteint. Mais il reste encore des marges de progression significatives sur un parc immobilier très important et sur un parc automobile vieillissant. Le gouvernement prend des mesures en ce sens, mais davantage dans une perspective de relance des secteurs du BTP et de l'automobile.

L'Italie

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Les objectifs

Afin de répondre aux objectifs du PEC, l'Italie a adopté un cadre normatif tendant à compléter le processus de libéralisation du marché de l'électrique et du gaz, à promouvoir l'efficacité énergétique et à développer l'usage des énergies renouvelables dans le dessein de diversifier ses sources d'énergies. Plus particulièrement, le gouvernement italien a décliné ses objectifs en matière de PEC à travers un décret législatif du 1er juin 2011 transposant les directives relatives au PEC et mettant en place des scénarii et plans d'action au niveau national. En termes globaux, il est notamment prévu :

- un scénario décennal relatif au développement des marchés du gaz naturel et de l'énergie électrique dont le suivi est assuré par le ministre du développement économique en collaboration avec les régions,
- un plan relatif à l'adéquation entre les équipements et les infrastructures énergétiques et les objectifs de la politique énergétique nationale,
- un plan d'action visant la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel,
- un plan décennal prévoyant le développement de la distribution en gaz,
- un plan de développement du réseau électrique national de transmission,
- un plan d'action national en faveur de l'expansion des énergies renouvelables,
- Un plan d'action pour l'efficacité énergétique.

Le gouvernement italien a également annoncé ses objectifs prioritaires à tenir d'ici 2020 en matière d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de sécurisation de l'approvisionnement énergétique et des réseaux électriques.

À titre d'exemple, le plan d'action national pour les énergies renouvelables (PAN) prévoit que celles-ci comptent pour 10,14 % de la consommation énergétique en matière de transport (via le biocarburant de seconde génération), pour 26,39 % de la consommation électrique à travers la modernisation du réseau et le développement du "smart grid" (réseau électrique intelligent), et enfin pour 17,09 % de la consommation relative à la climatisation.

Concernant l'efficacité énergétique, l'UE impose une économie d'énergie de 9 % d'ici 2016. L'État italien s'est quant à lui fixé un objectif légèrement plus ambitieux de 9,6 %. L'agence nationale pour les nouvelles technologies, l'énergie, et le développement économique durable (ENEA), chargée de la surveillance des économies énergétiques, indique que l'objectif italien a été pleinement satisfait pour l'année 2010.

L'Italie s'est par ailleurs engagée dans une politique énergétique visant à augmenter sensiblement ses capacités d'importations de gaz de plus de 40 Mds de m^3 standard. L'objectif à long terme est l'établissement d'un grand hub gazier sud européen.

L'Italie a fortement placé le développement des renouvelables, notamment le solaire, au cœur de son programme énergétique. En 2010, les sources renouvelables comptaient pour 10 % dans la consommation finale brute d'énergie alors qu'on ne recensait que 5 % en 2005. C'est pourquoi l'Italie semble en passe d'atteindre son objectif en 2020 de 17 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute. Ces progrès se sont toutefois accompagnés d'une augmentation des coûts due au manque de rentabilité du secteur solaire par rapport à d'autres champs plus porteurs.

En outre, bien que l'Italie ait effectué des investissements lourds en termes de mise en place de réseaux intelligents afin d'optimiser sa production, elle souffre toujours d'un manque de déploiement de son réseau global au sein de sa partie méridionale et de ses îles, où le potentiel en énergies renouvelables est pourtant élevé.

Par ailleurs, l'Italie a adopté une Stratégie énergétique nationale (SEN) en mars 2013. L'exécutif italien y détaille une série d'objectifs à réaliser dans le long terme et le très long terme (2030 et 2050), parmi lesquels :

- le renforcement des efforts en matière d'efficacité énergétique, afin de réduire la consommation primaire d'énergie de 26 % en 2050 par rapport à 2010, les secteurs du bâtiment et des transports seront particulièrement visés ;

- la poursuite du développement des énergies renouvelables avec l'objectif d'atteindre au moins 60 % de part de renouvelables dans la consommation finale d'ici 2050 ;
- une augmentation sensible de l'électrique dans le domaine électrique ;
- le maintien du rôle clé du gaz dans la transition énergétique avec toutefois une baisse de son poids en valeur absolue à très long terme.

2 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage italien en la matière est réalisé par le ministère de l'environnement et de la protection du territoire et de la mer. Il doit suivre l'état d'avancement des engagements italiens concernant la réduction des émissions de GES et mettre à jour des scénarii et leurs modalités d'extension jusqu'à l'année 2030. Il a également l'obligation de les soumettre au comité technique d'émission de gaz à effet de serre (CTE), créé par le Comité interministériel pour la programmation économique (CIPE). Le CTE a ensuite pour objectif de proposer des ajustements dans la stratégie nationale de réduction des GES en tenant compte de la compétitivité de l'économie italienne.

Enfin, un rôle moteur est confié au *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE), société par action contrôlée par le ministère de l'économie et des finances. Celle-ci est tenue de contribuer activement à la mise à jour des politiques européennes concernant le PEC en droit italien, et plus particulièrement de seconder le ministère du développement économique, qui a une compétence en matière de politique énergétique, au regard de la transposition de la directive 2009/28 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

La méthodologie de calcul, mise à jour par en mai 2013, utilise les standards préconisés par l'Union européenne. L'ENEA possède en son sein une cellule chargée d'élaborer des calculs relatifs gains énergétiques. Selon elle, les données statistiques restent fiables et permettent un examen crédible de la situation.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

1 - La consommation énergétique et les émissions de CO_2

Après plus de dix années de croissance ininterrompue, les émissions de GES de l'Italie ont amorcé une baisse dans la seconde moitié des années 2000. Plusieurs facteurs ont contribué à ce

fléchissement, notamment la poursuite du passage au gaz naturel, la progression des sources d'énergie renouvelable, et certaines améliorations de l'efficacité énergétique. La récession économique intervenue à la fin des années 2000 y a également joué un rôle déterminant.

En 2010, les émissions ont diminué de 6,2 % par rapport aux niveaux de 1990, l'objectif de Kyoto étant une réduction de 6,5 % en 2008-12. Selon les estimations d'Eurostat de mai 2013, les émissions de CO_2 se sont réduites de 5,1% en Italie en 2012.

Le secteur des transports est le principal poste de consommation finale d'énergie depuis le début des années 1990 (42,4 Mtep en 2010) soit environ 33 % du total national en 2010.

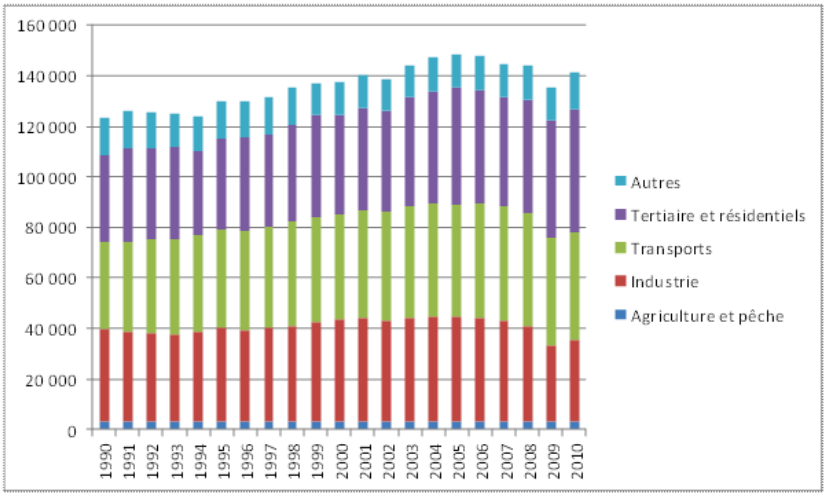


Figure 23. Consommation finale d'énergie par secteur (Ktep)
(Source : ministère du développement économique)

Ainsi, de 1990 à 2010, les consommations énergétiques du secteur ont augmenté de 23 %. Néanmoins, cette consommation se réduit depuis 2008 (- 6,5 % entre 2008 et 2009). S'agissant de l'impact du secteur sur les émissions de CO_2, il correspond à près de 32 % des émissions de l'Italie en 2010. En 1990, ce chiffre s'élevait à 27 %.

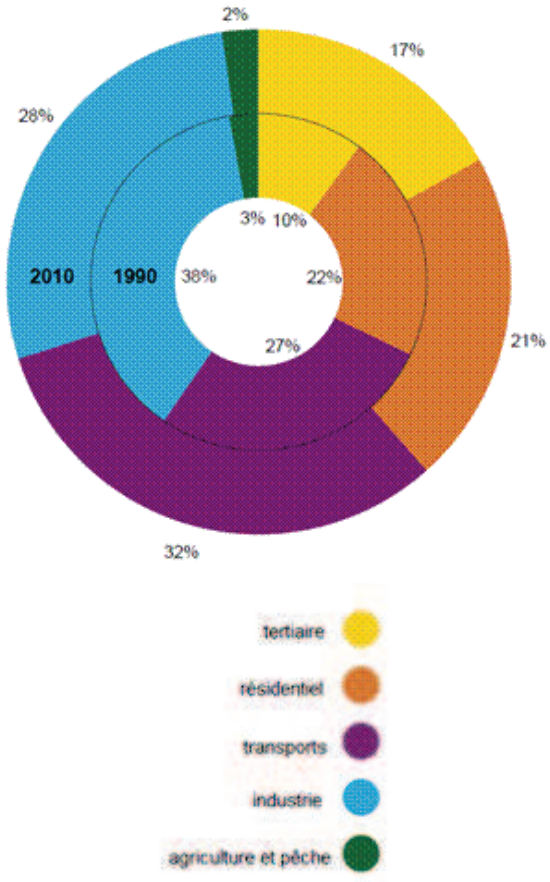


Figure 24. Emissions de CO2 par secteur (Source : Fondazione per lo sviluppo sostenibile)

2 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Depuis 2011, le ministère de l'environnement et de la protection du territoire et de la mer rend compte chaque année des progrès accomplis par l'Italie au regard de ses engagements internationaux de réduction des émissions de GES dans un document transmis au CIPE dont les principaux éléments sont repris dans le Document d'économie et de finance. Dans ce document, le ministère doit présenter :

- une mise à jour du "scénario tendanciel" et "scénario avec mesures" de réduction des GES,

- une évaluation de l'application des mesures,
- une mise à jour des objectifs de réduction fixés par la directive 406/2009/CE et des directives adoptées postérieurement, et une évaluation des efforts qu'il reste à accomplir pour atteindre les objectifs fixés.

Il n'existe pas toutefois d'évaluation globale des conséquences de la mise en œuvre du PEC sur l'économie, le commerce extérieur ou l'emploi. Le Sénat avait toutefois publié un rapport sur l'estimation des coûts du PEC fin 2008. L'Italie était en désaccord avec le scénario de référence présenté par la Commission qui évaluait le coût total du PEC pour l'UE-27 à 0,58 % du PIB en 2020 (soit 90,8 Md€) et pour l'Italie à 0,49 % par rapport au PIB d'ici 2020. Le scénario plus probable selon l'Italie est celui sans « commerce des énergies renouvelables » (scénario RSAT) qui implique un coût total pour l'UE-27 de 111,2 Md€, soit 0,71 % du PIB, avec un pourcentage de déviation par rapport à la ligne de base de 22,5 %.

EU27 - 2020 Nom du scénario		**Coûts de mise en conformité**	**Déviation par rapport à la ligne de base**
RSAT	*EC proposal without RES trading*	111.2 Md€ (0,71 % PIB)	22.5 %

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

L'Italie a laissé une large place aux instruments économiques dans sa politique d'atténuation du changement climatique. Le système SCEQE couvre environ 40 % des émissions de GES de l'Italie. Ce pourcentage est moins élevé que dans les autres grandes économies de l'Union Européenne, ce qui fait que la plupart des réductions d'émissions doivent résulter de mesures nationales dans les secteurs hors SCEQE. Contrairement à la plupart des autres pays participant, les installations italiennes ont acheté des quotas sur le marché dès les premières années car leurs émissions dépassaient les quotas alloués. La fin de la décennie a été cependant marquée par une sur-allocation de quotas sous l'effet principalement de la crise économique. Il reste à savoir si le système conduira à des prix des quotas de CO2 suffisamment stables et élevés pour inciter l'investissement dans les technologies bas carbone.

L'Italie dresse un constat sévère du SCEQE et le considère inefficace du fait du prix excessivement bas de la tonne de CO_2 sur le marché. Plus précisément, le gouvernement Italie établit une série de raisons expliquant les problèmes actuels rencontrés par le SCEQE :

- La crise économique subie depuis plusieurs années, qui entraîne une surabondance de crédits CO_2 vendus sur le marché.
- Une superposition des mesures luttant contre les émissions de dioxyde de carbone créant une mauvaise lisibilité et une concurrence d'objectif.
- Le manque de coopération internationale qui ne permet pas une modernisation rapide du SCEQE.

Afin de pallier au mauvais signal véhiculé par le prix de la tonne de CO_2, l'Italie propose trois grandes mesures destinée à réformer le SCEQE et le rendre plus efficace :

- Réduire durablement l'offre de crédit CO_2 sur le marché via le retrait des quotes-parts alloués dans le début de la phase III du SCEQE (environ 900 Mt) et un durcissement des objectifs de 2020 en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre (-30 %),
- Intervenir sur la demande en instituant par exemple un prix planché,
- Augmenter la demande de quotes-parts de CO_2 en étendant à de nouveaux secteurs le SCEQE.

Le gouvernement propose donc une stimulation de la demande et un contrôle du prix de la tonne de CO_2 afin d'annihiler la baisse constante de ce dernier.

B - Le secteur agricole

Le secteur agricole en Italie a été associé à la réduction des émissions de GES à travers les divers plans adoptés pour transposer les directives européennes du PEC et répondre aux objectifs fixés par le protocole de Kyoto. En particulier, selon les objectifs du plan national (PAN) pour les biomasses, l'Italie devrait produire 3580 ktep d'énergie électrique (environ 19,2 TWh) et 5720 ktep d'énergie thermique provenant de biomasse d'ici 2020, dont 1196 ktep (6400 GWh) provenant du biogaz.

Développement de la méthanisation agricole

Le marché du biogaz agricole a été très dynamique en Italie en cours des dernières années, et a confirmé cette tendance en 2011 avec plus de 200 MW de nouvelles installations et un marché qui a doublé par rapport à l'année précédente. La composante biogaz de déchets est en revanche stable depuis plus de 4 ans.

Les régions, dont la puissance installée de méthanisation agricole est la plus importante, sont celles du Nord (Lombardie, Piémont, Vénétie) qui bénéficient d'une grande disponibilité de matière première.

En mai 2011, 391 installations agro-zootechniques de biogaz ainsi que 130 installations en construction ont été recensées en Italie pour une puissance installée de 241,6 MW et 108,1 MW à venir), soit un total d'environ 770 Mm^3 de méthane. Environ 58 % des installations opèrent en co-digestion d'effluents zootechniques avec cultures énergétiques (mais, sorgho…) et résidus de l'agroindustrie.

Les tarifs d'achat ont permis de soutenir le développement de ces sources d'énergie. Cependant, les technologies pour la production d'énergie de biogaz ont un coût d'investissement qui est sensiblement corrélé à la taille de l'installation. Le potentiel de biogaz en Italie est évalué à 7,5 % de la consommation nationale à horizon 2030.

C - Le secteur du bâtiment

La politique d'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment est mise en œuvre au travers de mesures incitatives pour la réalisation de travaux de performance énergétique des bâtiments. Ces mesures se réfèrent à la loi de finances 2007, qui prévoit une déduction fiscale de 5 % des travaux, aux certificats d'efficacité énergétique (TEE), au *Conto Termico*. Pour accéder aux incitations, il est demandé dans certains cas, que les professionnels et les opérateurs et les produits aient un certificat de qualité ou une reconnaissance similaire.

Un plan national de rénovation énergétique des bâtiments est en cours d'élaboration par les services de l'ENEA et du ministère du développement économique. Ce dernier concernera à la fois les logements résidentiels et le parc tertiaire et priorisera une série de mesures à adopter selon la typologie d'intervention suivante :

- isolation globale de la structure du bâtiment,
- isolation du bâtiment au niveau du toit / sol,
- isolation des fenêtres,

- installation dans les bâtiments.

S'agissant des logements, une carte du parc immobilier selon la taille et le nombre d'occupants est en cours de constitution. Le parc tertiaire est quant à lui divisé par type d'usage (écoles, administration…) afin de définir les mesures prioritaires adaptées pour permettre la rénovation énergétiques des bâtiments.

Il n'existe pas d'études sur la rentabilité des investissements dans la rénovation énergétique pouvant servir de référence. La méthodologie à adopter fait encore objet de débat.

D - Le secteur des transports

Le secteur des transports en Italie a été associé à la réduction des émissions de GES à travers les divers plans adoptés pour transposer les directives européennes du PEC et répondre aux objectifs fixés par le protocole de Kyoto. En particulier, les mesures mises en œuvre pour participer à la réduction des émissions de GES ont été principalement orientées vers le transport routier, ce dernier représentant environ 89 % des GES en 2010 du secteur transports (4 % respectivement pour le transport naval et ferroviaire, 2 % pour l'aviation, et 1 % pour les autres catégories).

Le programme de mise à la casse de 2007-2010 a constitué la principale mesure mise en œuvre pour réduire encore les émissions moyennes de CO_2 des véhicules. Toutefois, les taxes payées par les propriétaires de voitures particulières sont basées sur les normes d'émission de polluants, et non sur les taux d'émission de CO_2 ; quant à celles frappant les poids lourds, elles ne sont liées à aucun critère environnemental.

Ces mesures ont permis un renouvellement de la flotte et, bien que l'Italie affiche toujours l'un des taux de motorisation privée les plus élevés par rapport aux autres pays européens, les voitures particulières affichent un haut niveau d'efficacité énergétique qui va s'améliorant. L'Italie a déjà atteint l'objectif européen de 130 gCO_2/km d'ici 2015 pour les nouvelles immatriculations. Le gouvernement a par ailleurs lancé un plan pour le déploiement des flottes privées et publics de véhicules à faibles émissions de CO_2 en 2012.

Des mesures spécifiques ont été également mises en place pour réduire les émissions polluantes et le CO_2 dans le secteur des transports, mais ne s'intègrent pas dans une stratégie globale partagée et portée par l'État, et sont davantage à l'initiative des collectivités locales. Le ministère de l'environnement, qui dispose d'un budget limité, joue un

rôle de facilitateur par le biais d'appels à projets, de programmes de cofinancement, de relais d'initiatives communautaires dans le cadre urbain. Il n'existe donc pas de stratégie à proprement parlé, mais une addition de mesures différentes en fonction du budget et des priorités du ministère. Au total, ce sont plus de 500 interventions pour une enveloppe globale de 600 M€ qui ont été cofinancées par le ministère (environ 1/3 du financement global) depuis 2000.

1 - Secteur routier

Les actions de développement de formes alternatives de transports passent en grande majorité par des financements par appels à projets du ministère de l'environnement qui sont utilisés par les collectivités ou les entreprises, dans les domaines suivants :

- développement de la figure du *mobility manager* dans les entreprises,
- promotion du *CarSharing* et *BikeSharing*, notamment par le déblocage d'enveloppes destinées aux communes pour l'installation de telles politiques (la particularité du système italien est qu'un abonnement suffit pour avoir accès au service dans l'ensemble des villes),
- promotion des pistes cyclables,
- financement de parking d'inter-modalité,
- promotion et aide au financement des ZTL (zone à trafic limité) : des progrès ont été réalisés dans l'extension des systèmes de transports urbains intégrés et beaucoup de grandes villes ont créé des zones à faibles émissions (à Milan, la zone à faibles émissions a été complétée par une redevance de pollution/congestion, ce qui a réduit l'usage de la voiture en centre-ville et les émissions correspondantes),
- cofinancements de systèmes d'info-mobilité,
- renforcement des réseaux de distribution de carburants à faible impact,
- politiques de renforcement de la sécurité des piétons.

La taxe de circulation annuelle prend en compte la taille du véhicule et son niveau d'émission. Le prix varie selon les régions, la puissance en kW, et la classe de pollution des véhicules – Euro I, Euro II etc... Les voitures fonctionnant au GPL ou au méthane sont exemptées de taxe. La recette totale, évaluée à 5 Md€, est destinée aux régions.

2 - Secteur maritime et portuaire

Un projet d'électrification des ports, cofinancé par le ministère de l'environnement, vise à permettre aux bateaux amarrés au port d'éteindre les moteurs afin de réduire leurs émissions. Il est mis en place par certaines collectivités, telles que Gênes et Livourne, et pourrait être étendu, dans un second temps, à d'autres ports d'importance. Le coût de l'opération est cependant très élevé, et il sera difficile de généraliser cette pratique à court terme.

3 - Secteur ferroviaire

Il s'agit surtout des actions franco-italiennes : projet APA (projet de ferroutage financé par le fond de mobilité infrastructure et environnement) et autoroutes de la mer (à cheval entre le secteur ferroviaire et maritime).

4 - Secteur aérien

Aucune action n'a été mise en place. Les mesures sont orientées vers la réduction de la pollution sonore.

La principale difficulté réside dans le fait que l'Italie n'a toujours pas de stratégie de transport globale pour rééquilibrer la répartition modale de transport de voyageurs et de marchandises.

E - Le secteur industriel

Le secteur industriel est principalement associé à la réduction des émissions de GES à travers l'ensemble des mesures pour favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dont les mécanismes d'applications sont adaptés aux entreprises industrielles.

MESURES	OBJECTIFS
ENERGIES RENOUVELABLES	
Troisième et quatrième "Compte Énergie Photovoltaïque"	Promouvoir la production d'électricité photovoltaïque à travers la mise en place de tarifs préférentiels afin de réaliser l'objectif de puissance nominale cumulative de toutes les infrastructures bénéficiaires d'au moins 3000 MW 8000 MW
Troisième "Compte Énergie Photovoltaïque"	Promouvoir la production d'électricité photovoltaïque à travers la mise en place de tarifs préférentiels afin de réaliser l'objectif de puissance nominale cumulative de toutes les infrastructures bénéficiaires d'au moins

Décret ministériel 18 déc. 2008	Instauration d'un tarif préférentiel pour les installations (alimentées par le renouvelable) de puissance nominal moyenne annuel inférieur à 1 MW
Cadre stratégique national 2007-2013 (FEDER)	Mise en place de mesures de soutien en collaboration avec les régions
Plan d'action national pour les du 30 juin 2010 et décret législatif n° 28 du 3 mars 2011	Objectif d'atteindre une cible de 110 Twh de production électrique de sources renouvelables à travers le développement du *smart grid* et promotion des infrastructures de petite taille à travers l'obtention de facilités de crédit.
Plan d'action pour l'efficacité énergétique de juil. 2011, décrets de 3 mars 2011 "efficacité énergétique et sources renouvelables thermiques	Mesures pour la promotion des énergies thermiques de sources thermiques et mise en place d'un mécanisme incitatif sur la réalisation d'installations thermiques de petite taille
Décret du 28 déc. 2012 relatif aux titres d'efficacité énergétique	Révision des instruments des certificats blancs (incitations aux investissements d'efficacité énergétique) pour 2013-2016
Décret-loi du 31 mai 2013 relatif à l'efficacité énergétique dans le bâtiment	Poursuite de l'éco-bonus pour les interventions de requalification et d'efficacité énergétique dans les immeubles privées (abattement fiscal de 65 %) pour une durée de 6 mois supplémentaire. Mise à jour des exigences européennes en matière de calcul de la performance énergétique.
PRODUCTION D'ENERGIE	
Plan d'action national pour les énergies renouvelables	Amélioration de l'efficacité du réseau électrique afin de réduire les pertes lors de la distribution et de la transmission
INDUSTRIE	
Décret ministériel 21 déc. 2007	Mesures de soutien relatives aux économies d'énergie électrique pour la période 2008-2012 à travers la cogénération et les réseaux de chaleur
Décret législatif 6 nov. 2007	Adoption des standards minimum obligatoires sur les moteurs électriques
Cadre stratégique national	Mise en place de mesures de soutien en collaboration avec les régions
Plan d'action national pour l'efficacité énergétique de juil. 2012 et décret du 5 sept. 2011	Promotion de la cogénération et de la trigénération
PAEE 2012	Extension jusqu'à 2020 du système de certificats blancs pour soutenir les installations de compression mécanique

	à vapeur, d'économie énergétique dans l'industrie chimique et verrière, et les installations de récupération thermiques dans les processus industriels

F - Les projets de captage et stockage du CO_2

Plusieurs projets de captage et stockage du CO_2 ont été mis en place en Italie. Le plus emblématique d'entre eux est le projet *Porto Tolle* (dans le delta du Po) porté par l'ENEL. Cependant, suite à un arrêt du Conseil d'État italien du 17 mai 2011 annulant le décret approuvant la compatibilité environnementale du projet, l'entreprise ENEL a gelé son budget relatif à la reconversion de *Porto Tolle*.

En l'espèce, le projet consistait à reconvertir la vieille centrale thermoélectrique de *Porto Tolle* alimentée en fioul pour une puissance global de 1980 MW. L'élément innovant de la part d'ENEL était l'installation des nouvelles technologies disponibles aux fins de capture et de stockage du dioxyde de carbone émis lors de la production d'électricité.

En parallèle, de nombreux projets CSS sont en cours d'élaboration en Sardaigne, notamment celui de *Sulcis*. L'objectif est ici d'utiliser les capacités minières sardes afin d'alimenter de nouvelles centrales, lesquelles seront équipés de système de captation et de stockage de CO_2. Le dioxyde de carbone ainsi capturé serait comprimé et pompé dans les sous-sols, plus précisément dans les aquifères salins à 1 000 mètres de profondeur.

Le ministère du développement économique s'est mobilisé auprès de Bruxelles dans le dessein de cofinancer un tel projet. Pour autant, au jour d'aujourd'hui aucune firme ne semble être en mesure de vouloir (ou pouvoir) faire face au coût d'une telle entreprise.

Enfin, d'autres initiatives locales plus modestes sont également en cours dans le domaine du captage de CO_2. À titre d'exemple, la société ITEA, en collaboration avec ENEL, a testé un procédé d'oxy-combustion au sein de l'installation Isotherm de Gioia del Colle (près de Brindisi).

L'acceptation de la part de la population est variable et dépend des caractéristiques intrinsèques des différents projets. Ainsi, celui de Porto Tolle a fait l'objet d'une vive protestation de la part de diverses associations se mobilisant pour la défense de l'environnement, la centrale se situant au sein du parc naturel du delta du Po. C'est notamment ces mêmes associations qui ont actionnées les procédures de suspension du projet au Conseil d'État.

À l'inverse, le projet Sulcis voit quant à lui vu se mobiliser la population locale en sa faveur, de par l'impact social positif qu'il engendrerait. Il représente effectivement une source d'emploi indéniable au sein d'une région où le secteur minier est en grande difficulté.

Le ministère du développement économique, en collaboration avec l'ENEA finance les initiatives de recherche en matière de CSS via des plans triennaux. Toutefois, le 3ème plan actuellement en cours a vu ses allocations baissées.

Le gouvernement a indiqué dans son document de Stratégie Energétique Nationale le rôle clé qu'il compte faire jouer à la CSS. Selon celui-ci, les technologies CSS ne sont pas encore viables du point de vue économique et commercial et doivent à ce titre faire l'objet d'investissements lourds et stratégiques. Pourtant, leurs rôles ne doivent pas être minorés du fait que les technologies CSS contribueraient à limiter les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs qui en rejettent traditionnellement intensément.

III - En conclusion

L'Italie a développé les énergies renouvelables par une politique incitative dès 1995 permettant d'atteindre ses objectifs de part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie grâce à un fort développement de l'énergie hydraulique et dans une moindre mesure de l'éolien et du solaire. En 2010, les sources renouvelables comptaient pour 10 % dans la consommation finale brute d'énergie alors qu'on ne recensait que 5 % en 2005. C'est pourquoi l'Italie semble en passe d'atteindre son objectif en 2020 de 17 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute.

Ces progrès se sont toutefois accompagnés d'une augmentation des coûts due au manque de rentabilité du secteur solaire par rapport à d'autres champs plus porteurs. Le système de soutien, basé sur des tarifs de rachat et des certificats verts, a généré en effet une bulle spéculative dans le secteur photovoltaïque, et des surcoûts élevés répercutés sur la facture d'électricité des consommateurs (9 Md€ en 2011, 12,5 Md€ en 2012).

En outre, les changements successifs du système des certificats verts ont créé une forte incertitude parmi les opérateurs. En moins de dix ans, dix normes nationales et trois règlements différents ont modifié le système. Les tarifs de rachat du solaire photovoltaïque, qui restent valables pour une période de 20 ans à compter de la date d'entrée en

fonction de l'installation, ont été revus à la baisse à cinq reprises entre 2006 à 2012. Cette instabilité du cadre politique et réglementaire pèse sur les investissements.

Enfin, bien que l'Italie ait effectué des investissements lourds en termes de mise en place de réseaux intelligents afin d'optimiser sa production, elle souffre toujours d'un manque de déploiement de son réseau global au sein de sa partie méridionale et de ses îles, où le potentiel en énergies renouvelables est pourtant élevé.

Le Royaume-Uni

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Objectifs

La loi sur le changement climatique adoptée en 2008 (*Climate Change Act 2008*) impose une réduction des émissions de GES de 34 % en 2020 et de 80 % en 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Le *Climate Change Act 2008* a instauré des "budgets carbone", correspondant à des plafonds d'émission de GES par périodes de 5 ans. Ils fixent les émissions maximales de CO_2 des secteurs couverts par le SCEQE et celles des secteurs non couverts par le SCEQE. Ces budgets ont été fixés au fur et à mesure, aux niveaux suivants :

- 3,018 MteqCO_2 pour le premier budget (2008 à 2012)
- 2,782 MteqCO_2 pour le deuxième budget (2013 à 2017)
- 2,544 MteqCO_2 pour le troisième budget (2018 to 2022)
- 1,950 MteqCO_2 pour le quatrième budget (2023 à 2027)

Par ailleurs, le Royaume-Uni vient de se déclarer favorable à un objectif européen de réduction des émissions de GES pour 2030 de 50 % en cas d'accord global et de 40 % unilatéralement.

La directive 2009/28/CE fixe au Royaume-Uni un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie finale de 2020. Le plan d'action national remis par le Royaume-Uni au titre de l'article 4 de cette directive indique la répartition suivante :

Tableau n° 7 Plan d'action national

Contribution par secteur	Part dans la consommation finale en 2005		Cibles pour 2020	
Chaleur et refroidissement	0,475 Mtep	0,32 %	6,20 Mtep	4,53 %
Électricité	1,506 Mtep	1,03 %	10,06 Mtep	7,36 %
Transport	0,069 Mtep	0,05 %	4,25 Mtep	3,11 %
Total	**2,050 Mtep**	**1,4 %**	**20,5 Mtep**	**15 %**

Source : DECC, National Renewable Action Plan for the UK/Article 4 Directive 2009/28/EC

Pour l'électricité, principale source d'émission de carbone (40 % en 2012), cela imposera une part estimée à 30 % de renouvelables dans le mix électrique en 2020. Les parts des renouvelables dans la production de chaleur et dans les transports seront respectivement de 12 % et de 10 %.

2 - Le pilotage

La question climatique est pilotée par le ministre de l'énergie et du changement climatique (DECC) et le secrétaire d'État au climat. D'autres ministères contribuent également à l'atteinte des objectifs du PEC : ministère des transports, ministère des collectivités et autorités locales, ministère de l'environnement et de l'agriculture, ministère de l'industrie, de l'innovation et des compétences.

Le ministère des finances (HM Treasury) intervient fréquemment sur les sujets énergie/climat, sensibles au Royaume-Uni en raison du défi posé par le renouvellement des capacités auquel le pays est confronté (1/5^{e} des capacités de production d'électricité doivent fermer d'ici 2020). L'opposition régulière observée entre le DECC et le Treasury contribue à créer un climat d'incertitude pour l'ensemble des investisseurs du secteur énergétique (renouvelables, nucléaire, fossiles dont gaz particulièrement). Ceux-ci déplorent le manque de visibilité de la politique du gouvernement à court, moyen et long termes.

Le gouvernement est conseillé par le comité indépendant au changement climatique (*Committee on Climate Change*, CCC), créé par la loi de 2008. Le CCC établit notamment des rapports de progrès présentés au Parlement sur l'atteinte des objectifs climatiques du pays.

Le Parlement suit le sujet en particulier via le Comité à l'énergie et au changement climatique ; il auditionne le gouvernement et les autres parties prenantes et publie régulièrement des rapports et des recommandations.

Le régulateur des marchés du gaz et de l'électricité (*Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem*), est notamment chargé de la gestion des prescriptions aux entreprises relatives à la production d'énergies renouvelables.

3 - Méthodologie de mesure des gains d'efficacité énergétique

Le gouvernement a mis en place au sein du ministre de l'énergie et du changement climatique, en février 2012, un bureau spécialisé dans l'efficacité énergétique, afin de l'aider à atteindre ses objectifs. Ce bureau a publié ses premiers rapports en novembre 2012 : celui concernant les statistiques de l'efficacité énergétique établit une série d'indicateurs de suivi pour les différents secteurs (cf. tableau n°7).

Tableau n° 8 Observations du DECC sur les indicateurs de l'efficacité énergétique

Indicateurs de l'efficacité énergétique	Observations du DECC
1. Consommation finale d'énergie	La politique actuelle devrait permettre 9 % d'économies d'énergie d'ici 2020 et 11 % d'ici 2030, toutes choses égales par ailleurs.
2. Consommation d'énergie primaire	Après une augmentation de 17 % entre 1980 et 2005, celle-ci a chuté, en raison de la récession, des gains d'efficacité et de la désindustrialisation. Son niveau est désormais à 2 % au-dessus du niveau de 1980.
3. Intensité énergétique	Depuis 1980, l'intensité en énergie primaire a baissé de 52 %.
4. Consommation d'énergie par personne	La politique actuelle devrait permettre une réduction de 1 % par an jusqu'en 2020, soit moins que les 2 % observées sur les cinq années précédant la crise.
5.a. Consommation d'énergie par ménage	Celle-ci a augmentée de 21 % entre 1990 et 2004, mais a fortement chuté depuis 2005, le niveau de 2011 étant 5 % en dessous de celui de 1990

5.b. Consommation spécifique des ménages	Après ajustement tenant compte du niveau de service rendu, les ménages ont réduit leur consommation de 2 % en moyenne par an depuis 1990.
6. Performance énergétique des logements	Depuis 1996, l'efficacité énergétique des logements a augmenté de manière à permettre une économie d'énergie théorique de 20 %.
7. Intensité énergétique de l'industrie	Depuis 1980, l'intensité énergétique de l'industrie, obtenue par le ratio énergie consommée/unité produite, a diminué de 54 %.
8. Intensité énergétique du tertiaire	Depuis 1980, l'intensité énergétique du secteur tertiaire, obtenue par le ratio énergie consommée/unité de valeur ajoutée brute, a chuté de 60 %.
9. Efficacité énergétique des véhicules	Depuis 1995, la consommation des véhicules par kilomètre a chuté de 18 %.
10. Efficacité du fret routier	L'énergie consommée par tonne.kilomètre était en baisse avant la récession, mais a augmenté depuis de 10 %.

Le système statistique est fiable à notre connaissance.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

En 2011, le Royaume-Uni a atteint 3,8 % de renouvelables dans sa consommation finale d'énergie, soit 0,1 point de plus que la trajectoire définie.

C - La consommation énergétique et les émissions de CO_2

Les tableaux ci-dessous indiquent les consommations énergétiques et les émissions des différents secteurs, avec des prévisions du DECC pour 2020 et 2030. Il n'existe en revanche pas d'objectif de réduction fixé par secteur.

Tableau n° 9 Consommation énergétique par secteur et prévisions de consommation pour 2020 et 2030

Consommation finale d'énergie (Mtep)		2008	2009	2010	2011	2012	2020	2030
Industrie	Électricité	10,2	8,9	9,3	9,2	9,3	9,7	11,1
	Gaz	26,9	24,0	24,0	24,8	23,4	22,8	25,7
	Pétrole	6,3	5,8	5,9	5,2	5,5	5,0	4,9
	Combustibles solides	4,0	3,6	3,5	3,6	3,4	3,3	3,2
	Renouvelables	41,6	40,1	39,7	39,2	37,7	36,2	35,2
	Total énergie	**32,5**	**28,4**	**29,7**	**29,0**	**28,8**	**30,4**	**29,0**
Transport	Électricité	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	1,4
	Pétrole/aérien	13,5	12,8	12,3	12,8	12,1	13,0	16,4
	Pétrole/ferroviaire	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
	Pétrole/maritime	1,8	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
	Pétrole/routier	41,1	39,6	39,2	38,6	37,0	33,6	32,6
	Bio-fuel	0,8	1,0	1,2	1,1	1,4	2,8	1,4
	Total énergie	**58,2**	**56,0**	**55,1**	**55,2**	**53,1**	**52,3**	**54,0**
Domestique	Électricité	10,3	10,2	10,2	9,6	8,8	7,5	9,6
	Gaz	30,9	28,6	33,5	25,2	29,4	27,2	30,9
	Pétrole	3,0	3,0	3,4	2,7	2,3	1,0	0,9
	Combustibles solides	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,6	0,8
	Renouvelables	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	1,1	1,0
	Total énergie	**45,4**	**43,0**	**48,4**	**38,8**	**41,9**	**37,5**	**43,1**
Tertiaire	Électricité	29,7	28,0	28,6	27,7	27,5	26,4	32,1
	Gaz	53,5	47,9	53,7	44,5	48,7	43,9	47,8
	Pétrole	67,4	64,3	63,8	62,6	60,7	55,7	57,6
	Combustibles solides	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,4	2,5
	Renouvelables	2,0	2,3	2,5	2,6	3,0	8,8	7,3
	Total énergie	**156**	**145**	**152**	**140**	**143**	**137**	**147**

Agriculture	Électricité	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Gaz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Pétrole	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Combustibles solides	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Renouvelables	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Total énergie	**0,9**	**0,8**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**
Consommation finale	Électricité	29,4	27,7	28,2	27,3	27,2	26,1	31,8
	Gaz	53,3	47,7	53,6	44,4	48,5	43,7	47,6
	Pétrole	67,1	64,0	63,5	62,3	60,4	55,4	57,3
	Combustibles solides	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,4	2,5
	Renouvelables	2,0	2,2	2,4	2,5	2,9	8,7	7,2
	Total énergie	**154**	**144**	**150**	**139**	**142**	**136**	**146**

Source DECC, 2012 energy and emissions projections

Tableau n° 10 Émissions de carbone par secteurs et prévisions pour 2020 et 2030

Émissions de gaz à effet de serre en millions de tonnes équivalent CO2												
		1990	**1995**	**2000**	**2005**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012 (p)**	***2020***	***2030***
Émissions nettes de CO2	Énergie/ Industrie	259	225	218	231	227	199	205	192	202	*155*	*135*
	Tertiaire	126	120	119	109	100	87	87	83	87	*17*	*18*
	Transport	120	120	125	129	126	121	119	117	116	*113*	*110*
	Résidentiel	79	81	87	84	80	75	87	66	74	*66*	*74*
	Agriculture	5	5	5	5	4	4	4	4	4	-	-
	LULUCF	3	2	0	-3	-5	-5	-4	-4	-4	*-2*	*1*
	Total CO2	**592**	**554**	**553**	**554**	**531**	**481**	**498**	**459**	**479**	***349***	***337***
Autres gaz à effet de serre		181	160	123	103	97	94	94	92	91		
Émissions de GES Kyoto		**770**	**711**	**675**	**659**	**631**	**577**	**594**	**553**	**572**		

Source : DECC

Concernant les émissions de l'agriculture à l'horizon 2020 et 2030, une estimation est donnée pour l'ensemble des gaz à effet de serre (CO_2 inclus) de 45 MteqCO_2 annuels (stable entre 2020 et 2030), contre 50 MteqCO_2 actuellement.

D - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Aucun bilan détaillé n'est encore publié. Toutefois, le ministre de l'énergie et du changement climatique a publié le 28 mai 2013 un communiqué dans lequel il se réjouit du « succès du Paquet énergie climat » tout en appelant à en tirer les leçons : manque d'ambition des objectifs de réduction des émissions pour 2020, mise en œuvre coûteuse des objectifs d'énergies renouvelables.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

Part des émissions couvertes par le SCEQE/émissions totales en 2011 : 40 %

1 - Efficacité du système

Le comité parlementaire à l'énergie et au changement climatique estime que, si l'excès de quotas rend le SCEQE peu incitatif, le système a permis aux entreprises d'identifier des efficiences opérationnelles. L'introduction du prix-plancher du carbone au Royaume-Uni pour le secteur électrique, à compter du 1er avril 2013, pourrait influencer significativement les émissions (notamment du fait de la part importante du gaz et du charbon dans le mix électrique (respectivement de 30 % et 40 % en 2012). Le risque d'une fuite de carbone vers les autres pays européens ne disposant pas d'un prix-plancher est jugé réel par le comité.

Dans une étude de 2009, le consultant Cambridge Econometrics a réalisé des prévisions évaluant l'impact de la crise sur les émissions de CO_2 à -2,9 % sur la période 2008/2012. Les chiffres réels observés par la suite semblent toutefois montrer un impact plus important :

- entre 2008 et 2009, les émissions totales de CO_2 ont chuté de 9,4 %, soit bien plus que la baisse annuelle moyenne de 1,5 % observée sur le trois années précédentes ;

- les émissions de CO_2 des entreprises (fourniture d'énergie exclue) ont chuté de 12,2 % entre 2008 et 2009, alors qu'elles diminuaient de 2,5 % par an en moyenne les trois années précédentes.

En 2012, les émissions de CO_2 ont toutefois augmenté de 4,5 %. Bien que le Royaume-Uni ne soit pas sorti de la crise et que l'activité économique ne connaisse pas d'amélioration significative, la hausse des émissions est attribuée à la hausse de la part du charbon dans le mix électrique.

Entre 2007 et 2009, les émissions du transport routier ont baissé de 7,5 %, après plusieurs années de hausse. Le ministère des transports attribue largement la baisse des émissions à celle du volume de trafic induite par la crise économique. La progression des biocarburants y a toutefois également contribué.

Dans une réponse au Parlement publiée en août 2012, le gouvernement a indiqué qu'il avait prévu de publier une évaluation du SCEQE à la fin de la phase II et de fournir cette analyse « au moment propice », sans donner plus de précisions.

Concernant la Phase III, le Royaume-Uni considère que le surplus de quotas et le faible prix du carbone constituent le problème principal du SCEQE et appellent par conséquent à une réforme structurelle du système afin de le rendre plus contraignant et plus incitatif. Un autre problème, moins important, est selon le ministère le délai avec lequel la Commission alloue les quotas, de nature à nuire à certains opérateurs britanniques.

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Selon une étude de 2010, le coût administratif du SCEQE sur les entreprises est de 0,07£/tCO_2 (soit une moyenne de 21 000 £ par entreprise, avec une majorité de 80 % payant moins de 15 000 £ et les grandes raffineries et producteurs d'électricité assumant une charge plus élevée). Au total, le coût administratif du SCEQE a été évalué entre 17,1 et 18,8 M£ pour 2009. Les petits émetteurs ont compté pour 20 % du coût administratif total alors qu'ils n'ont émis que 2 % des émissions. 45 % des coûts sont assumés par 8 % des installations classées parmi les plus émettrices représentant 80 % des émissions totales.

Le comité parlementaire à l'énergie et au changement climatique a jugé, en 2012, que l'impact du SCEQE sur la compétitivité des entreprises britanniques a été « *quelques fois exagéré dans le cadre d'un*

lobbying motivé par des intérêts particuliers ». Plus que l'impact du SCEQE sur la compétitivité des entreprises britanniques, c'est le prix-plancher du carbone additionnel imposé unilatéralement par le gouvernement britannique qui est jugé susceptible de défavoriser les entreprises sur le plan européen et international.

Le *Committee on Climate Change* a publié un rapport en avril 2013, "*Reducing the UK's carbon footprint and managing competitiveness risks*", où il estime que les risques de la politique gouvernementale sur la compétitivité des entreprises intensives en énergie est « gérable », et qu'il faut maintenir des objectifs ambitieux de réduction des émissions.

3 - Phase IV

Le Royaume-Uni n'a pas encore de position officielle sur la Phase IV, a indiqué le ministère de l'énergie et du changement climatique fin mai 2013, mais il a commencé à consulter les parties prenantes sur le sujet.

B - Le secteur agricole

1 - Le constat

Le secteur agricole serait responsable de 9 % des émissions totales de GES du Royaume-Uni avec 51 MteqCO_2 émises en 2011 (57 % de N_2O, 34 % de CH_4 et 9 % de CO_2). Toutefois, le ministère en charge de l'agriculture estime qu'en raison de la difficulté à établir ces chiffres, il existe d'importantes incertitudes qu'il évalue ainsi :

- N_2O issu des sols : +249 %, -93 % ;
- N_2O et CH_4 issus de la gestion du fumier : +/- 25 % ;
- CH_4 issu de la fermentation entérique +/-16 %.

Dans un rapport de novembre 2012, le ministère dresse un bilan des efforts réalisés dans le secteur agricole pour réduire les émissions. L'industrie agricole a mis en plan un plan d'action volontaire pour la réduction des émissions de GES, le *Greenhouse Gas Action Plan*, qui vise une réduction de 3 MteqCO_2 pour la période 2018/22 en référence aux émissions de 2007 (soit une réduction d'environ 5,5 %). Le ministère soutient la démarche, et a mis en place avec les gouvernements dévolus d'Ecosse et du Pays-de-Galles, un inventaire des émissions de GES, des programmes de recherche pour l'amélioration des connaissances et la cartographie des pratiques agricoles. Il travaille par ailleurs au développement d'une meilleure compréhension des politiques climatiques

par les agriculteurs. Le ministère consacre un budget de 12,6 M£ à cette action sur quatre ans et demi.

2 - Méthanisation/digestion anaérobie

Avec 82 MW de capacités installées (eaux usées exclues), la digestion anaérobie a contribué à la production de 330 GWh d'électricité renouvelable en 2012, soit 0,8 % de la production d'électricité renouvelable, et moins de 0,1 % de la production totale d'électricité.

En 2011, le gouvernement a publié un plan d'action en faveur de la méthanisation dans lequel il estime que la contribution de la digestion anaérobie à la production électrique pourrait atteindre entre 3 et 5 TWh d'ici 2020. Le document n'est toutefois pas spécifiquement orienté sur la méthanisation agricole. Il existe 110 installations de digestion anaérobie (hors traitement des eaux usées) dont 44 sites agricoles de cogénération et 1 site agricole de production de biométhane injecté dans le réseau.

C - Le secteur du bâtiment

Le *Green Deal* est la mesure phare instaurée par le gouvernement pour améliorer l'efficacité énergétique du parc de bâtiments existants. Son principe clé est que les dépenses de remboursement des prêts souscrits pour financer les travaux peuvent être compensées par les économies réalisées sur les dépenses d'énergie.

Devenu effectif en début 2013, le *Green Deal* permet aux propriétaires d'effectuer des travaux d'efficacité énergétique ainsi que de bénéficier d'un diagnostic préalable réalisé par des professionnels certifiés. Le financement du *Green Deal* peut se faire par un emprunt remboursé via une ligne supplémentaire sur la facture énergétique du logement, ou par un paiement direct au moment des travaux. Il n'existe pas encore d'évaluation de ce dispositif.

Par ailleurs, le gouvernement impose aux entreprises énergétiques des actions contre la précarité énergétique, notamment via des travaux d'isolation dans les logements de leurs clients (programme ECO).

Dans un rapport de mai 2013, le comité parlementaire sur le changement climatique (CCC) s'est étonné de ce que le ministère de l'énergie et du changement climatique ait été « *réticent ou incapable* » de répondre aux questions portant sur ce qu'il attendait précisément du *Green Deal* en termes de réduction de la consommation d'énergie, de coût pour les ménages et d'émissions de CO_2. Le gouvernement s'est en effet jusqu'à présent limité à des attentes très générales :

- potentiel de réduction des émissions de carbone de 4,5 Mt par an d'ici 2020 ;
- estimation du nombre de logements bénéficiant du dispositif *Green Deal* et ECO à 230 000 logements par an.

Des études privées existent sur la rentabilité des investissements. L'association de consommateurs *USwitch* et l'organisation *Energy Saving Trust* fournissent les données suivantes, en faisant différentes hypothèses selon le niveau des subventions :

Home insulation measure	Cost	% saving on fuel bill	Money saved per year	Payback period (years)
Cavity wall insulation (100 % funded by a grant)	£0	19.3 %	**£135**	0.0
Cavity wall insulation (partly funded by a grant)	£49	19.3 %	**£135**	0.36
Cavity wall insulation	£350	19.3 %	**£135**	2.6
Loft insulation (100 % funded by a grant)	£0	25 %	**£175**	0.0
Loft insulation (partly funded by a grant)	£49	25 %	**£175**	0.28
Loft insulation (DIY)	£50 to £350	25 %	**£175**	2.0
Adding extra loft insulation (DIY)	£179	3.6 %	**£25**	7.2
Floor insulation (DIY)	£50	6 %	**£42**	1.2
Internal solid wall insulation	£5,500 to £8,500	63.6 %	**£445**	19

Source : USwitch

D - Le secteur des transports

Le secteur des transports contribue à l'amélioration de son efficacité énergétique par le biais de dispositifs d'incitations financières et fiscales principalement :

- Le propriétaire d'un véhicule à moteur doit s'acquitter chaque année de la *Vehicle Excise Duty* d'un montant variable suivant les caractéristiques du véhicule, la date de 1ère immatriculation et/ou son niveau d'émission de CO_2 ; véhicules "verts" et les véhicules hybrides bénéficient d'une réduction ; les véhicules électriques sont exonérés.

- La prime à l'achat d'un véhicule électrique ou hybride (*Plug-in car grant*) peut couvrir jusqu'à 25 % du prix d'achat du véhicule, dans la limite de 5 000 £ par véhicule neuf acheté.

- Les taxes sur le carburant représentent environ 55 % du prix à la pompe TTC de l'essence et du diesel. Le dispositif d'incitation à la consommation de carburants moins polluants (bioéthanol ou gaz) consiste à taxer moins lourdement ces derniers. L'électricité utilisée comme carburant est exonérée.

- TVA à taux zéro pour les transports en commun de passagers (au moins 10 sièges) effectués sur le territoire national. Cette mesure concerne tous les moyens de transport (aérien, fluvial ou maritime, routier, ferroviaire)

- Le gouvernement impose aux fournisseurs de carburants (délivrant plus de 450 000l/an) d'intégrer une part de 5 % (en 2013) de carburants issus de sources renouvelables durables dans leur fourniture de carburant destiné au transport routier (Renewable Transport Fuel Obligation).

- Air passenger duty : Il s'agit d'un droit d'accise payé par l'exploitant aérien et perçu sur les transports aériens de passagers effectués depuis un aéroport britannique. Son tarif est variable selon la distance parcourue et la catégorie de confort du passager.

- Lors de l'année d'acquisition, les entreprises ont pu pratiquer d'avril 2002 à mars 2013 un amortissement égal à 100 % de la valeur d'acquisition d'un véhicule neuf soit électrique, soit ayant des émissions inférieures ou égales à 110 gCO_2/ km.

- Le péage (*Congestion charge*), mis en place en 2003 à Londres, est acquittée lorsqu'un véhicule pénètre dans la zone centrale de Londres, sur une base quotidienne (payable une seule fois par jour). Certains véhicules bénéficient d'une exonération, notamment les véhicules électriques, hybrides ou les véhicules "verts".

- Le gouvernement prévoit jusqu'à 75 % de subvention pour l'installation de points de recharges de véhicules électriques par des particuliers ou des autorités locales.

Selon le comité parlementaire sur le changement climatique (CCC), les émissions issues des transports se sont stabilisées en 2010, après deux années de déclin. Pour 2011, une évaluation préliminaire

suggère que les émissions des transports de surface ont légèrement diminué, portant la baisse des émissions entre 2007 et 2011 à -7 %.

Le CCC note la réalisation d'une bonne progression sur l'intensité carbone des véhicules :

- -4,2 % gCO_2/km pour les voitures neuves de particuliers (de 144,2 à 138,1, l'objectif 2020 étant 95 gCO_2/km)
- -0,5 % pour les camionnettes, soit moins que les -3,1 % annuels visés. Le comité appelle le gouvernement à renforcer les mesures incitatives dans ce domaine (en jouant sur la fiscalité notamment).

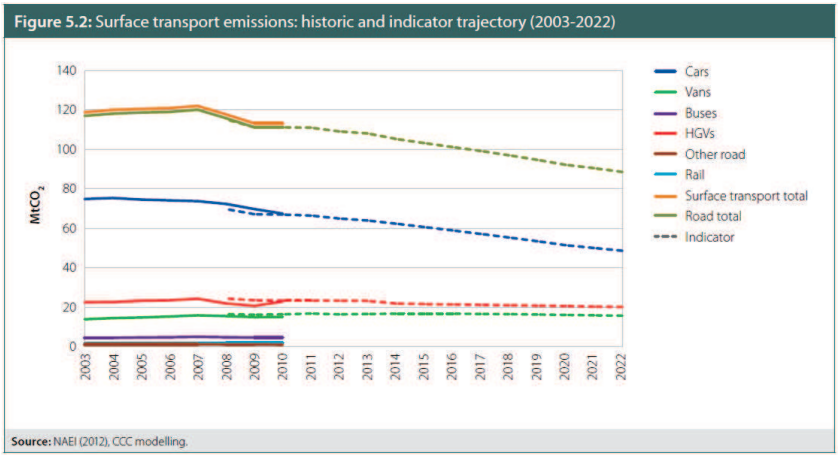


Figure 25. Part des transports dans les émissions (27 %) et trajectoire de réduction des émissions prévues par le CCC jusqu'en 2022

Bien que la vente de véhicules électriques soit faible, le CCC estime que le cadre en place est favorable au développement du marché. L'annonce dans le budget 2012 de la fin de l'exemption des véhicules bas carbone et électriques à partir de 2015 de la taxe sur les véhicules soulève toutefois des critiques. S'agissant des biocarburants, son utilisation est restée constante. Le comité appelle à être vigilant sur la durabilité des sources utilisées.

Concernant les progrès sur le plan comportemental, le bilan est jugé mitigé, avec de bons progrès réalisés sur le déploiement des programmes de transport durable, mais peu de progrès dans la formation à l'éco-conduite. Le fonds local pour le transport durable (*Local Sustainable Transport Fund*, 600 M£) devrait permettre à 77 autorités de promouvoir localement les transports durables d'ici 2015. La modification des vitesses maximales de circulation que le gouvernement

souhaite revoir à la hausse (80 miles/h au lieu de 70), est considérée comme un signal négatif pour les émissions. Le comité appelle à une évaluation étendue des impacts et bénéfices d'un mouvement dans ce sens.

E - Le secteur industriel

Les émissions de l'industrie comptent pour environ 35 % des émissions totales de GES du Royaume-Uni. Les industries à forte intensité énergétique (relevant du SCEQE) représentent environ deux-tiers de ces émissions. Sur les cinq années précédant 2007, les émissions ont baissé de 7 % au total. Puis, elles ont baissé de 5 % en 2008 et de 11 % en 2009.

Selon le comité indépendant au changement climatique, 90 % des méthodes économiquement rentables de réduction des émissions et d'amélioration de l'efficacité énergétique sont déjà mises en œuvre, principalement grâce au SCEQE et aux accords sur le changement climatique CCA (mis en place par le gouvernement pour inciter les entreprises à améliorer leur efficacité énergétique en échange de déduction fiscales).

Des mesures supplémentaires pourraient permettre la réduction de 6 MteqCO_2 jusqu'en 2020.

Le chancelier de l'Echiquier a annoncé le 29 novembre 2011 un paquet de 250 M£ d'aides en faveur des industries électro-intensives. Soumis à l'approbation de la Commission européenne au titre des aides d'État, le dispositif doit entrer en vigueur courant 2013.

F - Les projets de captage et stockage du CO_2

Le projet *Don Valley Power Project/Hatfield* fait partie des six projets de CSC retenus par le programme énergétique pour la relance *European Energy Porgramme for Recovery*, (180 M€). Cependant, il est exclu du NER300 comme tous les autres projets britanniques car le gouvernement ne participe pas à son financement (condition requise).

Après l'abandon d'un projet pilote de CSC de 1 Md£ sur la centrale à charbon de Longannet (faute d'accord sur le financement entre les porteurs du projet et le gouvernement), le gouvernement a lancé un nouvel appel à projets en 2012 et annoncé en mars 2013 avoir retenu les deux projets de Peterhead en Ecosse et White Rose dans le Yorkshire.

Le projet de Peterhead vise le captage de 90 % du CO_2 rejeté par la centrale à gaz de Peterhead, le transport et le stockage en mer du Nord,

dans un champ gazier arrivant en fin d'exploitation. Le projet est mené par Shell et SSE.

Le projet de White Rose vise le captage du CO_2 issu de la plus importante centrale à charbon du pays située à Drax, le transport et le stockage dans un aquifère d'eau saline située en dessous de la mer du Nord. Le projet est mené par Alstom, Drax Power, BOC et le gestionnaire du réseau National Grid.

Le gouvernement s'est donné 18 mois pour négocier un accord avec les développeurs sur les études d'ingénierie et de conception. Une décision finale d'investissement pour les deux projets est attendue début 2015, pour des projets devenant opérationnels avant 2020.

On ne relève pas à ce stade de problème d'acceptabilité pour le CSC.

Le projet de loi sur l'énergie (*Energy Bill 2012*), en cours d'examen au Parlement, prévoit d'introduire un plafond aux émissions des nouvelles centrales électriques à 450 gCO2/MWh, qui interdira la construction de nouvelles centrales à charbon sans CSC.

Dans une feuille de route publiée en avril 2012, le ministère de l'énergie et du changement climatique estime que le CSC pourrait représenter un marché compris entre 3 et 6 Md£ pour les entreprises britanniques à la fin de la prochaine décennie. Outre le financement apporté aux projets décrits ci-dessus, le gouvernement a pour objectif de rendre le CCS utilisable à l'échelle commerciale dans les années 2020, notamment grâce au financement de la recherche (125 M£ sur 4 ans), aux modifications réglementaires (telles que la limitation des émissions des centrales électriques), au soutien à la chaîne d'approvisionnement et à la collaboration internationale.

III - En conclusion : une politique énergétique à l'opposé de l'Allemagne, un échec sur le logement

A - Une politique énergétique encore centrée sur les fossiles

Le Royaume Uni a mis en place une politique de développement des énergies renouvelables à compter de 2002 qui a reposé sur des certificats verts, le dispositif principal, et des tarifs garantis pour les installations photovoltaïques de petite taille. La politique a cependant été

peu incitative. En effet, la production d'énergie renouvelable a peu augmenté.

Selon les prévisions du ministère de l'énergie, les énergies fossiles continueront d'occuper une part importante du mix britannique.

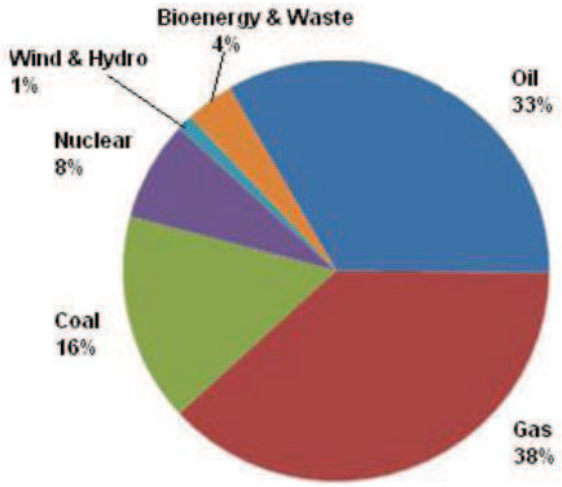


Figure 26. Consommation d'énergie primaire par nature (Source : UK energy in brief 2012)

Malgré le scénario prévu en 2020 favorable au développement massif des énergies renouvelables, la part du gaz continuera de représenter 35 % du mix électrique en 2020 et celle du charbon 15 %. L'atteinte des objectifs de 2020 implique une augmentation importante de la production d'énergie renouvelable et nécessite la mise en place d'une politique incitative de développement en particulier dans le secteur éolien.

Les coûts des dispositifs pour le développement des EnR sont répercutés sur la facture énergétique des clients. Mais le régulateur britannique estime que le coût des certificats verts sur la facture annuelle d'électricité des consommateurs s'élève à 21 £, soit moins de 2 % du montant moyen de la facture énergétique estimé à 1200£, et celui des tarifs de rachat à moins d'une livre. Les prix de l'électricité à usage domestique et industriel en 2011 sont inférieurs à ceux de la moyenne des pays de l'Union Européenne.

Mais un certain nombre d'interrogations demeurent en suspens dans la mise en œuvre du PEC. La baisse des émissions observées depuis 2007 est largement imputable à la crise économique, et non aux seules mesures décrites ci-dessus. Par ailleurs, la part du charbon au sein du mix

électrique a largement augmenté en 2012, pour atteindre 40 % contre 30 % en 2011, conséquence indirecte de l'explosion des gaz non conventionnels aux États-Unis.

B - Une politique nucléaire volontariste

En opposition avec la politique allemande, le Royaume-Uni persiste dans le nucléaire et vient le 19 mars dernier de donner son accord pour la construction d'une nouvelle centrale (la première depuis 1995), équipée d'un réacteur EPR, à Hinkley Point C, dans le Somerset.

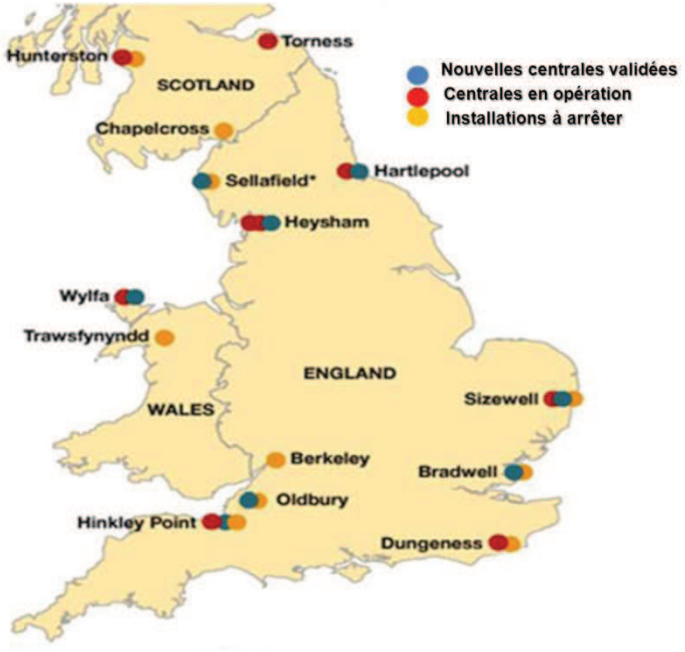


Figure 27. Sites des centrales nucléaires en activité ou dont la construction est programmée (Source : UK Annual Energy Statement 2012)

Cette nouvelle installation, décidée par le gouvernement britannique avec l'accord de la Chambre des Communes, a été confiée à EDF Energy, filiale anglaise du groupe EDF.

Enfin, plusieurs mesures importantes de la réforme du marché de l'électricité, et en particulier le niveau des tarifs de rachat des contrats pour la différence, restent à déterminer. Le gouvernement a annoncé qu'il fournirait des éléments détaillés cet été. D'importantes incertitudes continuent d'entourer la politique énergétique du pays.

C - Un plan en échec pour l'isolation des logements

Le Royaume-Uni reste l'un des pays où les bâtiments sont les moins bien isolés du nord de l'Europe et les ménages continuent de consacrer trois quart de leurs dépenses énergétiques au chauffage, reposant à plus de 80 % sur le gaz.

Aussi, le gouvernement a-t-il mis en place en janvier un astucieux programme d'aide à l'isolation : le « *Green Deal* ». Celui-ci permet de faire réaliser les travaux sans les payer, en proposant un prêt qui est remboursé par un prélèvement, correspondant aux économies d'énergie réalisées, sur les factures d'électricité et de gaz. Le programme n'est pour l'instant que très peu utilisé car outre les problèmes informatiques des fournisseurs d'électricité, s'ajoute le taux d'intérêt très élevé de 7 % des prêts. Certains évoquent un ralentissement des travaux, en raison de l'incertitude pesant sur le programme, qui encourage l'attentisme. C'est pourquoi, il apparaît qu'un système de subventions parallèlement mis en place lui est pour l'instant préféré, mais ne permettra pas de remplir les objectifs.

La Suède

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Objectifs

Les objectifs climatiques d'ici 2020 fixés par les lois « Energie et Climat » de juin 2009, sont :

- une part d'énergie renouvelable de 50 %, par rapport au niveau de 39,8 % en 2005, légèrement au-delà de l'objectif fixé par le PEC de 49 % :
  - 10 % d'énergie renouvelable dans le secteur des transports ;
  - la disparition des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage en 2020, grâce notamment à l'utilisation accrue des biocombustibles ;
  - une production de 30 TWh d'énergie éolienne, dont 10 TWh offshore (en 2002 0,5 TWh et 7,1 TWh en 2012) ;
- une hausse de 20 % de l'efficacité énergétique avec comme objectif une baisse annuelle de l'intensité énergétique de 1 % jusqu'en 2016 puis de 1,7 % jusqu'à 2020;
- une réduction de 40 % des émissions de GES dans le secteur hors- SCEQE par rapport au niveau de 1990 (dont les 2/3 au moins doivent réalisés en Suède et 1/3 au maximum peuvent l'être au travers d'investissements dans d'autres pays de l'UE), objectif plus ambitieux que les 17 % de réduction d'émissions par rapport au niveau de 2005 fixé par le PEC.

La Suède souhaite se doter par le biais de cet objectif de l'empreinte carbonique par habitant la plus faible des pays membres de l'UE d'ici 2020.

2 - Pilotage

Quatre ministères et deux agences gouvernementales sont chargés du pilotage du PEC : ministère de l'environnement, ministère de l'industrie, de l'énergie et des communications, ministère des finances,

ministère de l'agriculture, agence suédoise de l'énergie, agence de protection de l'environnement.

La mise en œuvre du PEC est surtout gérée par les deux agences, qui sont en charge des questions climatiques. Les problématiques énergétiques (énergie renouvelable et efficacité énergétique) sont du ressort de l'Agence de l'énergie. Le pilotage sectoriel du PEC est réalisé au travers des agences dédiées à ces secteurs : *Boverket* (bâtiments), *Skogsvårdsstyrelsen* (forêt), *Jordbruksverket* (agriculture).

3 - Méthodologie de mesure des gains d'efficacité énergétique

Le gouvernement a chargé 26 autorités publiques de collecter des données dans de nombreux domaine. Depuis 1998, l'agence suédoise de l'énergie est la responsable de la collecte statistique dans le domaine de l'énergie et elle détermine les enquêtes à mener. Il y a trois domaines statistiques dans le secteur énergétique : l'équilibre énergétique, le développement des prix, et l'offre et l'utilisation d'énergie. Comme précisé précédemment, les questions climatiques sont traitées par l'Agence de Protection de l'Environnement.

Les politiques suédoises d'efficacité énergétique reposent sur les taxes carbone et énergie et sur des instruments spécifiques à chaque secteur. Les effets de ces taxes en termes de réduction de la consommation énergétique n'ont jamais été mesurés jusqu'ici. En réponse à la directive sur l'efficacité énergétique, des mesures ont commencé à émerger, mais le choix de la méthodologie à mettre en place reste à déterminer. Peu de d'études ont été menées sur ce sujet. Les instruments dirigés vers des acteurs particuliers (municipalités, industrie, logement etc…) n'ont pas été véritablement analysés en termes d'économies d'énergie en kWh. Le rapport investissements financiers / résultats des mesures mises en place a été quant à lui régulièrement suivi.

Le second plan d'action de la Suède pour l'efficacité énergétique, adopté en 2011, présente les méthodes de calcul utilisées pour évaluer les gains d'efficacité énergétique. Autant que possible, ce sont les méthodes de calcul recommandées par la Commission qui ont été adoptées. Plusieurs sources d'incertitudes sont présentées dans le plan d'action, et concernent les hypothèses de calculs.

B - La consommation énergétique

En 2011, la Suède a consommé 386 TWh d'énergie. En 2011, le rapport de la consommation énergétique primaire au PIB était de 0,165 kWh/mnkr. La Suède a comme objectif 0,147 kWh/mnkr en 2020. Elle

devrait être en mesure d'atteindre et même de dépasser son objectif d'intensité énergétique pour 2016.

En raison de son fort secteur manufacturier l'économie suédoise reste une économie intensive en énergie, ce qui se répercute par une haute consommation d'électricité par habitant. Les émissions suédoises de CO_2 liées à l'énergie proviennent des transports (pétrole) et de l'industrie (charbon) : 59 % de l'offre pétrolière est utilisé par les transports et 23 % par l'industrie.

L'énergie utilisée dans les secteurs résidentiel et tertiaire s'élève à 147 TWh en 2011, soit 40 % de la consommation énergétique finale de la Suède. La consommation de ce secteur a chuté depuis 2000 (exception faîte de l'année 2010 qui a connu des conditions climatiques particulièrement rudes).

En 2010, la consommation énergétique du secteur industriel s'élève à 148 TWh, soit 37 % de l'énergie totale consommée par la Suède. La consommation énergétique des industries diminue depuis 1997, et la consommation en 2010 est 12% inférieure à celle de 2009. Les principales sources d'énergie de l'industrie sont les biocarburants et l'électricité. 75% de l'énergie totale consommée par le secteur industriel provient des industries métallurgiques, papetières et chimiques.

Le secteur des transports consomme 123 TWh, soit environ 1/3 de l'énergie totale consommée par la Suède. L'énergie consommée par le secteur a augmenté depuis 1970, mais cette progression a ralenti ces dernières années. L'énergie utilisée pour le transport à l'étranger par exemple a fortement chuté. À l'inverse, le secteur de l'aviation voit son utilisation d'énergie augmenter.

En 2011, le secteur agricole a consommé 10,9 TWh, soit 2,8% de l'énergie totale consommée en Suède.

C - Les émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de GES s'élevaient à 58,3 MteqCO_2 en 2012, soit 5% de moins qu'en 2011 et 20 % de moins qu'en 1990. Le CO_2 est le principal gaz émis : 79 % des émissions totales de GES en 2011. Cette diminution va largement au-delà des objectifs de Kyoto : + 4% sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. En tenant compte des puits forestiers (LULUCF), la Suède n'a émis que 26,2 MteqCO_2 en 2011 et vise la neutralité carbone en 2050.

Depuis 1998, la tendance est à la baisse des émissions de GES en Suède (à l'exception de 2010). Les variations annuelles d'émissions sont

dues en majeure partie aux variations de température et de précipitation, ainsi qu'à la situation économique.

En 2009, les émissions ont été les plus basses depuis 1990 en raison de la crise économique. À l'inverse les émissions de 2010 sont très élevées s'expliquant par un hiver froid, une production nucléaire limitée ainsi que par la reprise économique.

Les réductions d'émissions de GES les plus importantes, en absolu, proviennent de la transition vers les biocombustibles dans le secteur du chauffage. En ce qui concerne la production d'électricité et les émissions de chaleur, il n'y a pas de tendance nette qui se distingue entre 1990 et 2011.

Tableau n° 11 Emissions de GES par type de gaz entre 1990 et 2011 (en MteqCO2)

		1990	2011	Tendances
CO_2		56,9	48,7	- 14 %
CH_4		6,9	4,9	- 28 %
N_2O		8,37	6,6	- 20%
Gaz fluorés	HFCs	0,004	0,8	+ 116%
	PFCs	0,377	0,183	
	SF_6	0,107	0,06	
Total (excl LULUCF)		**72,7**	**61,4**	**- 16 %**

Source: Agence suédoise de protection de l'environnement, National Inventory Report 2013

Le secteur des transports émet à lui seul un tiers des émissions totales de GES (22,7 $MeqCO_2$ en 2012), et le niveau d'émission est proche du niveau de 1990. Les voitures et les véhicules lourds sont les principaux émetteurs.

La diminution des émissions issues du transport maritime est l'une des 13 étapes du programme pour atteindre les objectifs climatiques présenté par le gouvernement en avril 2012. Il vise à limiter les émissions de dioxyde de soufre, de protoxyde d'azote et de particules d'ici 2016 pour la mer Baltique et la mer du Nord.

Ce secteur représente le principal défi environnemental pour la Suède dans les années à venir, car le potentiel de gain énergétique et de baisse des émissions de GES est encore grand.

Les émissions provenant de l'agriculture sont estimées à 7,6 MteqCO_2 en 2012, soit 2 % de moins qu'en 2011 et 16 % de moins qu'en 1990. Le principal gaz émis par le secteur agricole est l'oxyde nitreux, issu de la fertilisation azotée des terres arables. Les émissions provenant des déchets sont estimées à 1,5 MteqCO_2 en 2012, soit 9 % de moins qu'en 2011 et 54 % de moins qu'en 1990.

Les émissions de GES issues de l'agriculture et des déchets connaissent une forte baisse depuis 1990, qui s'explique par la diminution du cheptel suédois, de moindres applications de fertilisant azotés sur les terres agricoles et la réduction de la mise en décharge des déchets organiques.

Les émissions provenant de l'industrie s'élèvent à 13 MteqCO_2 en 2012 (dont 6 Mt provenant des procédés industriels et 7 Mt provenant de la production d'énergie), soit 8 % de moins qu'en 2011 et 22 % de moins qu'en 1990. Les émissions provenant des industries métallurgiques, papetières et chimiques ont diminué de manière significative en raison de la faiblesse de l'économie. Une petite partie de la réduction des émissions est due à un changement de méthodologie pour les estimations d'émissions provenant des procédés industriels - l'ancienne méthode surestimait légèrement les émissions. La réduction réelle entre 2011 et 2012 est légèrement inférieure aux chiffres préliminaires. Les données sur la période 1990-2011 seront révisées à la publication régulière en décembre 2013.

D - Energies renouvelables

En 2011, les énergies renouvelables représentaient 35 % de l'énergie primaire consommée en Suède (+ 28 % par rapport à 2006), et 48 % de la consommation finale. La biomasse et l'hydroélectricité sont les sources renouvelables principales, et l'éolien est en forte progression (notamment on shore). Entre 2006 et 2011, le nombre d'éoliennes a augmenté de 88 % et la capacité et la production de 250 %. La Suède était dotée en 2011 de 2 036 éoliennes, fournissant 6,1 TWh. Le développement des biocarburants est également un facteur important dans la progression de la part d'énergie renouvelable.

Dans la production de chaleur, la part d'énergie renouvelable s'élevait à 65 % en 2010 et à 56 % pour la production d'électricité. L'offre d'électricité suédoise est aujourd'hui presque totalement exempte

d'émission de carbone, et le pays a une part très faible de combustibles fossiles dans son mix énergétique grâce, entre autres, à une forte taxation sur l'énergie et le carbone dans les secteurs hors EU-ETS. Les industries intensives en énergie sont peu consommatrice d'énergie fossile car elles consomment principalement de l'électricité ou des biocarburants. Le chauffage urbain est lui aussi essentiellement basé sur les biocarburants.

Selon l'Agence suédoise de l'énergie, la Suède a atteint la part exceptionnelle de 11,8% d'énergie renouvelable dans le secteur des transports en 2012. Les 10% d'énergie renouvelable visés pour 2020 sont donc déjà atteints, et ce grâce à la promotion de véhicules économes et moins polluants, à l'utilisation de biocarburants au travers d'incitations fiscales (allégements fiscaux) et de fortes activités de R&D.

En 2010, la Suède a soumis à l'UE un plan d'action pour présenter les mesures nationales envisagées afin d'atteindre l'objectif de 49 % d'énergie renouvelable en 2020. Ce plan va être évalué en 2014. Selon des estimations préliminaires, la Suède aurait atteint une part d'énergie renouvelable de 51 % en 2012, bénéficiant notamment d'une forte production hydroélectrique au cours de l'année écoulée.

E - Objectifs au-delà de 2020

Des objectifs ambitieux ont été fixés par la Suède à plus long terme :

- La vision d'un parc de véhicules ne dépendant pas des carburants fossiles en 2030 ;
- La neutralité carbone (zéro émission nette de GES) et un approvisionnement énergétique durable et efficace en 2050. En décembre 2012, l'Agence de protection de l'environnement et l'Agence de l'énergie ont présenté au gouvernement une proposition de feuille de route climat pour 2050 (*The Climate Roadmap 2050*). Le rapport conclut que les objectifs de neutralité carbone en 2050 peuvent être atteints grâce à :
  - une réduction significative des émissions domestiques (mesure à long terme la plus importante) ;
  - une augmentation du captage net du carbone par les forêts et les prairies ;
  - des achats de quotas d'émission sur le marché international.

Ce plan doit être adopté au cours de l'année 2013 ;

- Le développement d'un troisième pilier dans l'offre d'électricité, distincte de l'hydroélectricité et du nucléaire. Ce pilier vise à favoriser les énergies renouvelables ainsi que la cogénération, afin de sécuriser l'offre électrique suédoise.

F - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Aucun bilan du PEC n'est régulièrement dressé. Les objectifs nationaux (plus ambitieux que le PEC) sont évalués régulièrement et la prochaine évaluation aura lieu en 2015.

Selon l'Agence de l'énergie, il n'existe pas d'évaluation du prix du PEC, ni des conséquences de la mise en œuvre du PEC sur l'économie, sur le commerce extérieur, sur la facture énergétique et sur l'emploi.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système ETS

Entre 2005 et 2011, la part des émissions totales représentée par les installations couvertes par le système communautaire d'échange de quotas (SCEQE) est comprise entre 29 et 35 %, avec une moyenne de 32 %.

Les émissions de CO_2 provenant des industries suédoises et des énergéticiens couvertes par le SCEQE ont diminué en 2012 par rapport à 2011. Les émissions déclarées pour 2012 s'élèvent à 18,16 Mt CO_2 (soit -8,5 % par rapport à 2011), ce qui représente 31 % des émissions totales.

1 - Efficacité du système

Il n'existe pas d'évaluation officielle sur les conclusions de la phase II du système communautaire d'échange de quotas (SCEQE). La Suède se déclare en faveur du SCEQE, mais retient que la chute des prix du carbone en 2012 a réduit le pouvoir du SCEQE, et particulièrement la capacité à stimuler les investissements à long-terme. En effet, le prix du CO_2 est jugé trop faible pour stimuler les investissements technologiques dans des méthodes plus économes en carbone.

La Suède estime donc que la situation actuelle n'est pas optimale. Le système communautaire d'échange de quotas (SCEQE) n'est pas en mesure de générer les signaux-prix nécessaires afin de stimuler l'investissement urgent dans les systèmes sobres en carbone. En effet,

l'offre de quotas dépasse sensiblement la demande, ce qui conduit à un prix très faible du carbone. Une telle situation menace aussi la crédibilité des marchés du carbone en tant que moyen le plus souple et le plus rentable pour réduire les émissions. Le gouvernement suédois soutient donc le gel des quotas proposé par la Commission.

La Suède n'a pas évalué la part de la baisse des émissions revenant au SCEQE et celle qui revient à la crise. L'agence suédoise de protection de l'environnement a cependant publié le graphe des émissions de CO_2 dans le secteur SCEQE et hors secteur. Sur la période 2008-2011, les émissions ont diminué respectivement de - 1 % et de - 3,6 %. Les émissions diminuent donc plus lentement dans le secteur SCEQE. Le prix du carbone ne semble donc pas être véritablement impactant sur le comportement de l'industrie en période de crise économique.

2 - Coût du SCEQE pour les entreprises

Le SCEQE a des effets indirects sur l'économie, en particulier sur le prix de l'électricité. Selon la Confédération des Entreprises Suédoises, la préoccupation majeure des entreprises suédoises s'agissant du SCEQE est l'augmentation des tarifs de l'électricité.

Il existe une relation nette entre le prix des quotas d'émission et le prix de l'électricité. Sur le marché nordique de l'électricité, des études empiriques montrent qu'une augmentation de 1€/tCO2 se répercute sur le prix de l'électricité à hauteur de + 0,7-0,8 €/MWh en raison du principe de préséance (*merit order*). Pour les industries électro-intensives, évoluant sur un marché global, ces effets indirects sont de même importance que les effets directs du SCEQE, en particulier en temps de ralentissement économique. Le SCEQE en l'état actuel n'est pas jugé comme particulièrement coûteux pour les entreprises suédoises, mais une réduction des quotas se répercutant par la hausse du prix du carbone et a fortiori par la hausse du prix de l'électricité serait clairement un handicap en termes de compétitivité pour la Suède.

La Confédération des Entreprises Suédoises s'oppose fermement à toutes les propositions visant à augmenter le prix du carbone via une intervention sur le marché du carbone d'ici 2020.

3 - Phase IV

La Suède est en faveur d'une phase IV du SCEQE. Elle a déjà recours à l'outil taxe carbone pour le secteur hors EU-ETS. La complémentarité des deux outils (quota carbone et taxe carbone) est un atout qu'elle souhaite conserver dans le futur.

B - Le secteur agricole

En 2011, le protoxyde d'azote est le principal GES émis par le secteur agricole (63 % des émissions totales), suivi par le méthane (37 %). L'agriculture est le plus grand émetteur de méthane et de protoxyde d'azote. Ces gaz sont issus principalement des activités d'élevage, et particulièrement d'élevage bovin : fermentation entérique, gestion du fumier (source principale d'émissions de protoxyde d'azote) et travail du sol (épandage de fertilisants).

Les émissions de méthane issues de la fermentation entérique ont diminué de 12 % sur la période 1990-2011, en raison principalement de la réduction du cheptel bovin suédois (de 12 %). Les émissions de protoxyde d'azote ont également diminué de 12 % depuis 1990 en raison d'une utilisation moins importante des fertilisants minéraux et des fertilisants de ferme (fumier, lisier et purin).

Tableau n° 12 Emissions de GES du secteur agricole par type de gaz

(MteqCO2)	1990	2011
Protoxyde d'azote	5,8	4,9
Méthane	3,2	2,9
Total	9,0	7,8

Source: Report for Sweden on assessment of projected progress 2013

Le Programme de développement rural 2007-2013 soutient le développement des zones rurales, le progrès environnemental et la compétitivité de l'agriculture, de l'industrie forestière, et de l'horticulture. Dans le cadre de ce programme, le gouvernement suédois a mis en place une subvention à l'investissement pour la production de biogaz agricole, pour un total de 200 MSEK sur la période 2009-2013. Une subvention à l'investissement est attribuée lors de la mise en place de cultures à des fins non alimentaires, à vocation énergétique, permettant de réduire les émissions de GES dans les autres secteurs. Le gouvernement soutient également la conversion des serres maraîchères et agricoles.

Soutenu par l'Agence suédoise de l'énergie à hauteur de 25 M€, le projet *Gothenburg Biomass Gasification*, porté par les entreprises Göteborg Energi et E.ON, est le premier projet de production de ce type au monde et produira 20 MW de biogaz à partir de biomasse-bois en 2013, puis 80-100 MW d'une seconde unité en 2015. Le coût total du projet est estimé à 170 M€. Le biogaz sera injecté dans le réseau de gaz naturel ou utilisé pour les véhicules.

En 2010, on comptait 14 centrales de production de biogaz agricole, produisant 16 GWh par an. Le nombre est en augmentation. Souvent ces centrales regroupent plusieurs fermes. Une des difficultés dans la mise en place de ces centrales est la distance entre les fermes qui complexifie l'installation de centrales communes.

Un nouveau programme rural va être mis en place pour la période 2014-2020.

En 2011, une taxe sur l'énergie de 30% (soit 0,021 SEK/kWh) est entrée en vigueur pour l'industrie forestière, l'agriculture, la pêche, ainsi que l'industrie hors secteur EU-ETS. Depuis le 1er janvier 2011, le combustible utilisé pour le chauffage dans l'agriculture et l'horticulture n'est soumis qu'à 30 % du taux normal de la taxe carbone (ce taux augmentera à 60 % au 1er janvier 2015) et au taux minimal imposé par l'UE pour la taxe énergie. Concernant la taxe sur l'électricité, le secteur agricole est soumis au taux minimal imposé par l'UE, c'est-à-dire 5,4 cts€/MWh.

Le diesel utilisé dans les machines agricoles et horticoles est soumis au taux général de la taxe énergie, mais bénéficie d'un remboursement partiel de la taxe carbone, remboursement qui diminue progressivement jusqu'au 1er janvier 2015.

En parallèle de la diminution du remboursement de la taxe carbone, la taxe sur l'azote mise en place en 1984 a été retirée en 2010 dans le but de soutenir la compétitivité de l'agriculture suédoise.

La méthanisation agricole est à ses débuts en Suède. Cependant, le monde agricole y porte de plus en plus d'intérêt.

C - Le secteur du bâtiment

Les immeubles et le secteur résidentiel représentent actuellement 40 % de la consommation d'énergie en Suède. Le grand défi pour la Suède réside dans la rénovation énergétique d'un parc d'un million d'appartements construit entre 1965 et 1975. Les maîtres d'œuvre peuvent, dans certains cas, avoir recours à une aide régionale, mais il n'existe plus d'aide nationale à la rénovation énergétique sur les bâtiments existants.

Actuellement il n'existe pas de plan national de rénovation énergétique en Suède. Le gouvernement a chargé les Agences Suédoises de l'Energie et de l'Habitat d'élaborer conjointement une stratégie nationale pour la rénovation énergétique des bâtiments. La stratégie

concernera les immeubles résidentiels et commerciaux, à la fois publics et privés. Ce rapport sera présenté le 1er novembre 2013.

Depuis le 1er janvier 2012, les exigences énergétiques dans le code de la construction et de l'habitation se sont renforcées. Désormais, l'ensemble des systèmes de chauffage des bâtiments est concerné, et non uniquement le chauffage électrique. Les exigences en termes de consommation énergétique spécifique (kWh par m² par an) et d'isolation thermique moyenne des nouvelles constructions sont environ 20 % plus strictes. Malgré un climat continental froid, les normes élevées en matière de consommation énergétique dans les bâtiments neufs (110 kW/m² pour le résidentiel dans la moitié sud du pays, 100 kW/m² pour le tertiaire) permettent de limiter la consommation énergétique. Une réflexion sur l'application de ces exigences énergétiques aux bâtiments en rénovation est en cours.

Les bâtiments doivent faire l'objet d'une déclaration énergétique. Pour les immeubles, les déclarations ont été faîtes avant la fin de 2008 ; pour les autres bâtiments elles ont débuté le 1er janvier 2009. Ces déclarations ont comme objectif de fournir des recommandations à mettre en place pour améliorer la performance énergétique du bâtiment.

La plupart des subventions pour l'éco-construction ont été supprimées (pour les fenêtres à faible conductivité thermique en 2009, pour les raccordements au réseau de chauffage urbain ou les pompes à chaleur et les chaudières à biocombustible en 2011 et pour les panneaux solaires thermiques en 2012). Seule la subvention à la pose de panneaux solaires photovoltaïques, couvrant 60 % du coût d'investissement, est prolongée en 2013.

Le système suédois de reconnaissance de qualité dans le secteur du bâtiment s'appuie essentiellement sur des signes de qualité imposés règlementairement, délivrés par des organismes tierce partie indépendants. La qualité des travaux est assurée par l'obligation, pour le maître d'ouvrage, d'avoir recours à un contrôleur de qualité certifié pour les travaux nécessitant un permis de construire. Depuis le 1er janvier 2011, le maître d'ouvrage (ou le maître d'œuvre dans certains cas) doit, par ailleurs, s'assurer que les travaux sont menés par un entrepreneur certifié, et ce afin de respecter les normes suédoises sur l'environnement de travail. L'installation de pompes à chaleur et le traitement de l'amiante nécessitent également des certifications réglementaires, qui sont également gages de la qualité des travaux entrepris.

L'offre suédoise en matière de signes de qualité volontaires délivrés par des organismes tierce partie indépendants, est relativement

faible. L'appartenance à une fédération professionnelle, complétée par les standards ISO, est généralement perçue par le consommateur suédois comme un critère de qualité suffisant. Les fédérations professionnelles suédoises développent, toutefois, avec des organismes indépendants, des signes de qualité reconnus (installateurs de pompes à chaleur européen, de maisons passives et de systèmes économes en énergie, etc.). Une association à but non lucratif a été créée par les industries du bâtiment pour promouvoir les labels de qualité dans le bâtiment.

D - Le secteur des transports

1 - Les émissions

Tableau n° 13 Emissions de GES par type de transport en 1990 et 2011

(en $MteqCO_2$)	1990	2011
Transports routiers	17,6	18,6
Aviation civile	0,7	0,5
Navigation	0,6	0,5
Ferroviaire	0,1	0,07
Autres	0,3	0,3
Total	19,3	20

Source : Report for Sweden on assessment of projected progress 2013

Les émissions dans le secteur des transports représentent un tiers des émissions totales de GES (20 $MteqCO_2$) et ont augmenté en 2011 par rapport au niveau de 1990 (+ 3,6 %). Depuis 2005, la tendance est à la baisse (- 6,6 % en 2011 par rapport à 2007). Les émissions proviennent majoritairement des voitures et des véhicules lourds. Les émissions des voitures ont diminué de 9,4 % entre 1990 et 2011, bien que le trafic ait augmenté. Cela s'explique par la meilleure efficience énergétique des voitures et une utilisation plus importante de biocarburants. Cette diminution est contrebalancée par une forte augmentation des émissions des véhicules lourds entre 1990 et 2011 (+ 44,3 %).

2 - Développement des biocarburants de 2nde génération et des véhicules verts en Suède

Pionnière sur la filière des biocarburants de 2nd génération issus de la biomasse-bois, la Suède a fortement renforcé sa production de bioDME (diméthyl-éther), de biodiesel et de biogaz. En janvier 2011, la Commission européenne a validé une subvention de 55 M€ pour la production de bioDME à partir de résidus de l'industrie papetière. D'un

coût total de 330 M€, la bioraffinerie soutenue par les entreprises Chemrec, Domsjö et Volvo Trucks, produira 100 000 t/an et la construction a été lancée en 2012. Un projet-pilote de Chemrec produit déjà actuellement 1 700 t/an de bioDME à Piteå.

En 2012, les véhicules "propres" (nouveaux véhicules électriques ou roulant au carburant renouvelable, ainsi que les véhicules neufs émettant moins de 120g CO_2/km) représentaient 45,4 % des nouvelles immatriculations suédoises et leur part dans le parc des véhicules particuliers en circulation dépasse désormais 10 %. Ce succès repose principalement sur les ventes records de véhicules diesel émettant moins de 120 gCO_2/km (25% des nouvelles immatriculations) et sur les nombreuses incitations économiques mises en place par le gouvernement de centre-droit depuis 2006 (la prime à l'achat de 1 100 € puis l'exemption de la taxe annuelle sur les véhicules durant les 5 premières années, les réduction fiscales pour les entreprises, l'exemption du péage urbain de Stockholm, etc.).

3 - Subvention à l'achat pour les véhicules verts émettant moins de 50g de CO_2

Depuis le 1er janvier 2012, une subvention d'un montant 4 650 € est versée pour l'achat d'un véhicule particulier ayant des émissions inférieures à 50 gCO_2/km et une efficacité énergétique minimale de 0,3 kWh/km (seuls les véhicules électriques et hybrides électriques perçoivent cette prime à l'achat). Le coût de cette mesure est d'environ 2,2 M€ en 2012, 8,9 M€ en 2013 et 11,1 M€ en 2014.

4 - Utilisation limitée des biocarburants de 1ère génération

En 2012, les taux règlementaires d'incorporation du bioéthanol en faible volume dans l'essence et du biodiesel dans le diesel (« low blend ») sont respectivement limités à 10% et 7%, conformément aux normes européennes. Les volumes incorporés sont, cependant, exemptés de la taxe énergie et de la taxe carbone à condition que les taux soient inférieurs aux seuils de 6,5% pour l'éthanol et 5% pour le biodiesel. Au-delà de ces seuils, les biocarburants incorporés sont taxés au même titre que l'essence ou le diesel, ce qui les rend moins compétitifs.

	Année	Seuils autorisés (modification 1er mai 2011)	Plafonds des exemptions fiscales (modification 1er janvier 2011)
Bioéthanol	2010	5 %	5 %
	2012	10 % (i)	6,5 %
Biodiesel	2010	5 %	5 %
	2012	7 % (i)	5 %

Figure 28. Incorporation des biocarburants (Source : Skatteverket)

En 2012, le gouvernement a supprimé la réduction de 20% de la taxe sur les avantages en nature pour les véhicules d'entreprise "Flex fuel", essentiellement approvisionnés en bioéthanol brésilien. La Suède était pourtant à l'avant-garde sur la mise en place de critères de durabilité sur le bioéthanol importé (initiative privée de l'entreprise SEKAB depuis 2008), mais les incertitudes sur la vérification des critères et l'absence de demande d'agrément de cette certification auprès de l'UE contribuent à alimenter les doutes sur la durabilité du bioéthanol importé en Suède.

5 - Péages urbains

Un péage urbain a été expérimenté à Stockholm en 2006 puis installé de manière définitive le 1er août 2007 dans le but d'améliorer la circulation dans la ville, de réduire la pollution et d'aider à financer les investissements dans les infrastructures routières dans l'agglomération. Le péage est en vigueur tous les jours de 6h30 à 18h29, sauf le week-end, les jours fériés et durant le mois de juillet pour les véhicules circulant dans le centre de Stockholm. Le droit de péage varie entre 1,10 et 2,30 € en fonction de l'heure de la journée avec un plafond journalier à 6 €. Les véhicules "propres" étaient exemptés jusqu'à fin juillet 2012, sauf pour ceux immatriculés après le 1er janvier 2009. Depuis le 1er janvier 2013, la ville de Göteborg est également dotée d'un péage urbain.

6 - Taxe sur l'incinération des déchets supprimée

La taxe sur l'incinération des déchets ménagers a été supprimée en octobre 2010. Introduite en 2006, cette taxe s'est avérée avoir un effet insignifiant sur les comportements et a uniquement abouti au transport inutile des déchets ménagers. Le changement a été financé par une augmentation de la taxe générale sur le CO_2 de 0,01 SEK/kg CO_2.

7 - Taxe annuelle différentielle sur les véhicules

Depuis 2006, la Suède a mis en place une taxe différentielle en fonction du niveau d'émissions de CO_2 par kilomètre des véhicules. Pour les nouveaux véhicules, à partir de 2013, la taxe sur le CO_2 s'élève à

20 SEK par gramme de CO_2 par km au-delà des premiers 117 gCO_2/km. Les voitures qui roulent avec des carburants alternatifs, comme l'éthanol et le gaz (exception faîte du GPL) sont taxées plus faiblement : 10 SEK par gramme de CO_2 par km au-delà des premiers 117 gCO_2/km. Les bus et les camions légers ainsi que les camping-cars ont été intégrés au système de taxe CO_2 depuis 2011. La taxation des vieilles voitures et des poids lourds repose principalement sur le poids des véhicules.

8 - Recherche

Entre 120 et 170 M SEK par an ont été alloués à la R&D sur les biocarburants ces dernières années. Pour les années à venir, la Suède cible ses efforts de recherche sur la technologie, et va consacrer un budget de 450 M SEK par an pour développer les technologies électrique et hybride,

9 - Améliorer l'efficacité énergétique (transports et infrastructures)

Dans son plan 2011-2014, l'administration suédoise des transports souhaite améliorer l'efficacité énergétique des routes et des voies ferrées. En effet, 10% de l'énergie utilisée dans le secteur des transports est estimée provenir de la construction, de la maintenance et des opérations sur les infrastructures. Les mesures concernent le choix et la production des matériaux ainsi que les méthodes de construction. À long terme, l'administration suédoise des transports pense pouvoir influencer la consommation énergétique du secteur des transports en agissant sur les paramètres de planification, de design ou de construction. Depuis 2009, une agence suédoise s'occupe spécifiquement des questions de planification d'infrastructures.

L'Agence Suédoise de l'Energie a alloué 70 M SEK pour les années 2010-2013 pour des projets visant à améliorer l'efficacité énergétique dans les transports.

10 - Ambitions suédoises

La nouvelle super-prime à l'achat pour les véhicules électriques et hybrides-électriques, combinée aux avantages économiques existants (exemption de la taxe annuelle et du péage urbain de Stockholm, bornes de recharge gratuites, etc.) ainsi qu'aux perspectives nouvelles de véhicules innovants Volvo-Siemens, confirme la volonté du gouvernement de développer la filière électrique, en dépit des critiques sur son empreinte carbone au niveau national.

11 - Feuille de route pour la neutralité carbone en 2050

La Suède doit œuvrer au niveau européen pour que les normes d'émissions des véhicules légers et des camionnettes soient réduites en plusieurs étapes (2020,2025 et 2030). La Suède doit soutenir la mise en place de normes pour les camions et pour les machines de travail ;

- La possibilité de mise en place d'un système de bonus-malus pour les véhicules légers doit être analysée ;
- Une redevance pour l'utilisation des infrastructures pour les camions (et les véhicules légers dans un second temps) doit être analysée ;
- La planification (aménagement du territoire) doit être revu afin de permettre des modes de transports plus efficaces d'un point de vue climatique ;
- L'agence suédoise des transports doit réunir les autres autorités suédoises responsables de la planification des infrastructures afin d'analyser et de limiter l'impact climatique des projets ;

Les projets de recherche suivants sont à prioriser : les projets pilotes pour les biocarburants de 2ème et 3ème générations (des incitations pour la consommation de ces carburants sont aussi nécessaires), l'analyse en profondeur des outils économiques, des infrastructures physiques pour les transports plus efficaces pour réduire les émissions de GES, le renfort de la compétitivité suédoise en termes de véhicules électriques et hybrides, ainsi que des machines de travail et des véhicules plus efficients et sobres en carbone.

E - Le secteur industriel

Les sources principales de GES proviennent de la production du fer et de l'acier, du ciment et de la chaux. Les tendances d'évolution diffèrent selon le type d'industrie : les émissions de l'industrie minière ont augmenté, tandis que celles de l'industrie chimique ont diminué depuis 1990.

Le principal sous-secteur est la production de métal. Les émissions y ont été quasi-constantes sur la période 1990-2011, à l'exception de l'année 2009. Les émissions totales issues de l'industrie du fer et de l'acier ont augmenté de 28 % sur la période 1990-2008. En 2010, les émissions étaient 4 % inférieures à celles de 2008.

1 - La stratégie *Cleantech Strategy Development*

Le gouvernement suédois a mis en place en 2011 une stratégie intitulée *"Cleantech Strategy Development"* visant à soutenir le développement des technologies environnementales. Il s'agit de réduire les impacts environnementaux de la consommation et de la production, et de promouvoir la compétitivité et la croissance. 400 M SEK sont alloués à ce programme pour 2011-2014. En 2012, la Suède est classée 3ème pays dans le monde d'après le *Global Cleantech Innovation Index.*

La taxe sur l'énergie va être revisée et s'appliquer aux carburants fossiles selon leur contenu énergétique. Les carburants fossiles utilisés par l'industrie pour le chauffage sont depuis 2011 couverts par une taxe énergie en accord avec le niveau de taxe minimum de l'UE sous la directive de la taxe énergie.

2 - Programme pour l'efficacité énergétique dans le Secteur Industriel : PFE

Lancé en 2004 par le gouvernement suédois, ce programme a été mis en place puis géré par l'Agence suédoise de l'énergie. Fondé sur des accords volontaires, le PFE a fonctionné comme une incitation relativement peu coûteuse pour améliorer l'efficacité énergétique dans les industries électro-intensives.

Pour la période 2004-2009 environ 100 électro-intensifs ont signé cet accord et ont pu bénéficier d'une exemption de la taxe carbone sur l'électricité à hauteur de 0,55 €/MWh durant 5 ans. En retour, les entreprises sont chargées de conduire un audit énergétique, d'identifier et d'investir dans des mesures d'économie d'électricité rentables et de mettre en œuvre un système de gestion de l'énergie standardisé (certification ISO ou équivalente).

L'évaluation ex-post de cette première période montre que les mesures instaurées ont été amorties très rapidement. Cela s'explique par une très forte augmentation des tarifs de l'électricité pour l'industrie (x 2) au cours des 5 années. Il est donc difficile de distinguer l'effet spécifique du PFE car il y a probablement des mesures d'efficacité qui auraient été mises en œuvre indépendamment du PFE si le programme n'avait pas été mis en place.

La seconde période qui a débuté en 2009 réunit 90 entreprises en 2012. Au total, elles consomment 30 TWh d'électricité par an, soit 1/5 de la consommation suédoise d'énergie. 65 entreprises prévoient d'investir 750 M SEK pour une période de trois ans pour mettre en place des mesures visant à réduire leur consommation d'électricité d'environ 0,8 TWh.

Désormais, le focus porte sur les PME. C'est un nouveau défi, car les PME n'ont souvent pas à leur disposition des employés compétents dans le domaine de l'énergie. Des discussions entre les agences de l'énergie et de l'industrie sont en cours pour définir un nouveau cadre afin de poursuivre le PFE (nécessité de mise en conformité avec les réglementations européennes de soutien à l'industrie).

3 - Programme énergétique national destiné aux PME

Adopté en 2010 pour une durée de 4 ans, ce programme gouvernemental est destiné aux PME ayant une consommation annuelle d'énergie supérieure à 500 MWh. Le programme comprend :

- un audit énergétique subventionné avec nécessité d'annoncer les résultats de l'audit ;
- la présentation d'un plan sur les mesures énergétiques à mettre en œuvre ;
- la présentation des mesures mises en œuvre chaque année (pendant 3 ans).

L'évaluation ex-ante du programme aboutit à un rapport coût-efficacité de 0,25-0,50 cts€/kWh, soit une économie d'environ 700-1 400 GWh par an.

4 - Feuille de route pour la neutralité carbone en 2050

- L'industrie suédoise, en comparaison internationale, produit beaucoup d'émissions dans les procédés industriels. Ces émissions sont plus difficiles à éliminer que celles provenant des combustions industrielles. Elles nécessitent soient du stockage, soit de nouvelles technologies. Des soutiens publics doivent être alloués pour développer des projets pilote dans les procédés industriels ;
- L'État et les entreprises doivent coopérer pour développer des nouvelles techniques (recherche et innovation) pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone en 2050, notamment l'industrie lourde ;
- Le SCEQE est un outil efficace pour les réductions et doit être développé.

F - Les projets de captage et stockage du CO_2

Initié par l'Agence suédoise de l'énergie en coopération avec le programme de recherche et développement finlandais CCSP, le projet intégré et régional : "*CCS in the Baltic Sea Region", ou Bastor2*, consiste à vérifier les opportunités géologiques de séquestration du CO_2 dans les formations de grès de la mer Baltique et d'étudier l'option d'une infrastructure commune pour le transport et le stockage du CO_2 dans cette région. Les enjeux environnementaux et sociétaux ainsi que les aspects législatifs et financiers sont étudiés.

La Suède mène une étude de faisabilité (*projet SwedSTORECO$_2$*) afin de construire un site pilote de stockage du CO_2. Le CO_2 pourrait être injecté (jusqu'à 100 000 tonnes) dans des formations géologiques on shore. L'étude consiste à modéliser les écoulements des fluides, à évaluer les coûts des opérations de forage et d'injection, à développer une stratégie de surveillance, à identifier les sources de CO_2, à se mettre en relation avec les autres projets de stockage de CO_2 en cours et à évaluer la capacité totale de stockage de la Suède. Le projet se décline en trois phases : 2012-2013 (estimation des coûts et planification), 2013-2014 (plate-forme d'exploration et essais des aquifères), 2015-2018 (usine pilote pour l'injection d'un échantillon et stockage du CO_2).

L'entreprise *Vattenfall* s'investit fortement dans les technologies avancées de CCS, particulièrement en Allemagne, où est initié un projet pilote européen proche de la centrale à lignite de Schwarze Pumpe à Brandenburg. Les objectifs visés sont la validation et l'amélioration de la technologie de capture du CO_2. Cette usine pilote de 30 MW représente un investissement de 70 M€ (Vattenfall / Gaz de France). La centrale est entrée en opération en 2008, et doit fonctionner pour une période minimale de 10 ans.

C'est la première usine pilote au monde à utiliser la méthode de l'oxycombustion. Parmi les 3 méthodes de capture du $C0_2$ existantes, l'oxycombustion est la plus intéressante dans les centrales électriques en termes de coûts. Un des défis est l'étape de séparation qui exige de grandes quantités d'énergie. Le CO_2 capturé dans la centrale pilote aura les bonnes propriétés pour être transporté et stocké de façon permanente profondément sous terre. Après une première année d'opération, un des résultats retenus est le bon fonctionnement du principe du procédé d'oxycombustion dans sa totalité à une échelle industrielle pertinente. Un haut niveau de purification du CO_2 a pu être atteint, avec un taux de capture supérieur à 90 %.

L'entreprise *E.ON* a un projet pilote à Karlshamn en Suède, relié à une chaudière à vapeur auxiliaire qui brûle du mazout à haute teneur en soufre, et dispose d'un précipitateur électrostatique et de la technologie de pointe de désulfuration installé pour le contrôle de la qualité de l'air. La centrale est entrée en opération en 2009.

Les projets de recherche actuels sont bien acceptés par la population.

ANNEXE N° IV

LA « CARBONATION » PARADOXALE, EMPREINTE ET TAXE CARBONE

LA « CARBONATION » PARADOXALE ET LE ROLE DE L'EMPREINTE CARBONE

I - La « carbonation paradoxale», ou les implications du PEC sur une énergie déjà peu carbonée

La situation française d'une production électrique très faiblement carbonée conduit à des situations paradoxales où, considérées en termes d'émissions, les politiques environnementales peuvent se révéler, dans les faits, négatives pour l'environnement.

A - Contrairement à l'Allemagne, pour la France le photovoltaïque importé est négatif pour le climat

1 - L'importation d'une empreinte CO_2

Dans un article récent[26], Jean-Marc Jancovi remarquait que le photovoltaïque « *demande de 10 à 30 fois plus d'investissement par kWh produit que le nucléaire (gestion de l'intermittence incluse) et donc déplace très peu de production électrique par euro dépensé ; la fabrication du panneau – en Chine – émet autant de CO_2 que l'usage – en France – en évitera* ». Qu'en est-il réellement ?

Selon l'Ademe, il faut raisonner par rapport au « système » que représente le photovoltaïque (PV) plutôt que par rapport au seul module que constitue les panneaux. Dans ce cas, pour un « système PV » de 3 kW composé de modules en technologie silicium multicristallin, qui est la technologie de modules la plus courante fabriqués en Chine et le reste des composants fabriqués en Europe, transport des composants pris en compte, l'émission sera de 75 geq$C0_2$/kWh sur l'ensemble de son cycle de vie. Ceci représente, au total, environ 7.875 teqCO_2.

[26] Les Echos, 14 mai 2013.

Un tel « système PV » installé à Lyon (niveau d'ensoleillement français moyen) produit sur 30 ans environ 105 MWhLe contenu CO_2 du kWh électrique français étant de 79 g., une production électrique de 105 MWh par le système PV permettra donc d'éviter l'émission d'environ 8,3 teqCO_2.

Le bilan global, une économie de 0.4 t d'équivalent CO_2 pour un système PV de 3 kW (émissions évitées : 4 geqCO_2/kWh produit), constitue une valeur pratiquement nulle. La sensibilité aux coefficients utilisés de cette valeur, différence de deux chiffres élevés, fait en effet qu'elle pourrait être négative à peu de choses près, même si l'économie serait plus significative si le système était installé dans le sud de la France.

Tableau n° 14 Coût bénéfice en CO_2 émis pour deux types de systèmes photovoltaïques sur le cycle de vie

Systèmes de production PV de 3kW	1. Emission de CO_2 (cycle de vie) en teqCO_2	2. CO_2 évité (cycle de vie) teqCO_2	3 = 2 – 1 Bilan en émission (cycle de vie) teqCO_2
Panneaux chinois	7,9	8,3	- 0,4
Panneaux français	4,3	8,3	- 4,0

Source : Cour des comptes d'après Ademe et Agence internationale de l'énergie (AIE) 2012

Si les panneaux étaient fabriqués en France, les émissions du système global seraient alors réduites d'un facteur 1,8, soit 41 geqCO_2/kWh, et d'après le calcul précédent l'économie d'équivalent CO_2 passerait à 4,0 t ou 38 geqCO_2/kWh produit.

L'intérêt environnemental des systèmes photovoltaïques actuels dans le cas du mix énergétique français peu émetteur de CO_2 semble donc quasi-nul, bien que les émissions de CO_2 soient comptabilisées en Chine.

2 - Des émissions supplémentaires dues aux sources de back-up

Mais, même du point de vue des émissions nationales, ce raisonnement est insuffisant car il sous-estime les émissions de carbone dues aux énergies de back-up que l'on doit obligatoirement utiliser en complément dans les périodes de demande pendant lesquelles les EnR fournissent peu ou pas du tout du fait de leur intermittence. Le calcul

probabiliste conduit à la notion de « crédit de capacité »[27], c'est-à-dire la puissance des EnR qui est garantie : ce crédit est typiquement de 4 à 8% de la puissance installée des EnR (PV ou éolien) : ainsi 10 GW d'EnR installée ne garantissent que de 0,4 à 0,8 GW en production. C'est pourquoi, il est généralement estimé que pour chaque GW d'EnR intermittents installés, il est nécessaire d'avoir un back-up souple de puissance équivalent[28] (en fait, d'après le raisonnement précédent, de 0,92 à 0,96 GW). Outre que, pour les 10 GW supposés, il est ainsi nécessaire de disposer de l'ordre de 10 GW en moyen de base en back-up, ceci implique, de surcroît, une utilisation à temps partiel qui sert à couvrir le manque en période forte demande et/ou de faible appoint des EnR.

Or, comme il s'agit de centrales à gaz au mieux, sinon à fioul ou à charbon, on ne peut appliquer les émissions moyennes du mix français mais celles du combustible utilisé, soit au mieux, avec les centrales les plus performantes, les CCGT, une différence de l'ordre de 300g eqCO_2 par kWh, ce chiffre étant conservateur.

Reprenant l'exemple du paragraphe précédent, on admet donc que 3kW de PV nécessitent 3kW de back-up. Si l'on suppose que :

1) celui-ci ne fonctionne qu'une très faible partie du temps pour pallier le PV en période de pointe de consommation et creux de production,

2) cette configuration se produit seulement pendant 2,5%[27] du temps et

3) l'émission du mix national reste au niveau actuel, en 30 ans, le moyen de back-up aura alors produit 23MWh et un surcroit d'émission de 7 teqCO_2, qui vient s'ajouter aux émissions du système PV proprement dit.

Alors, dans le présent contexte énergétique, l'installation en France de systèmes photovoltaïques avec des panneaux chinois présente un bilan globalement négatif en termes d'émission de CO_2. Le cas de panneaux français semble, au total, aboutir à un bilan négatif ; toutefois, l'imprécision du calcul ne permet pas, à ce stade, de trancher avec certitude.

Le raisonnement est différent pour un pays comme l'Allemagne, qui émet actuellement plus de de 4 fois plus de CO_2 par kWh électrique

[27] Cf. "Modeling the capacity credit of renewable energy sources" sur www.worldenergyoutlook.org

[28] "The capacity credit of variable renewables" dans « World Energy Outlook 2011 », p.192.

produit que la France et pour qui l'achat de panneaux chinois se montre bénéfique en termes de réduction d'émission de CO_2. Toutefois, au fur et à mesure que le mix allemand émettra de moins en moins de CO_2, il se rapprochera du cas français. L'intérêt avancé pour la France est donc plutôt en termes de balance commerciale[29].

Le développement précédent n'est pas spécifique au photovoltaïque et s'applique aussi à l'éolien.

B - Le véhicule électrique est pertinent en France, beaucoup moins Allemagne

Aussi paradoxal que cela puisse paraître, les véhicules particuliers électriques ne présentent pas un bilan global, « du puits à la roue[30]», qui soit systématiquement à leur avantage par rapport aux autres modes de transport, notamment au véhicule thermique[31]. En effet, si le véhicule électrique est nettement plus efficace énergétiquement que son équivalent thermique et produit donc moins de CO_2 à l'usage, il fait, toutefois, appel à une chaîne de production et de distribution d'énergie qui est moins efficace énergétiquement : le facteur CO_2 de la production d'électricité est l'élément sensible. Certes, une tep électrique alimentant une batterie de voiture électrique fournira environ 0,7 tep d'énergie utile sur les roues, alors qu'une tep de gazole ne fournira que 0,2 à 0,25 tep. Par contre, il faut tenir compte pour l'énergie électrique du rendement thermodynamique, 30 à 50%, qui se situe en amont. Ceci illustre la nécessité de regarder l'ensemble du système.

L'ADEME a ainsi calculé en 2009, que, dès lors que la recharge des véhicules est réalisée à partir d'un mix électrique moyennement émetteur de CO_2 (400 g/kWh, soit une moyenne inférieure à la moyenne européenne actuelle), le bilan du « puits à la roue» du véhicule en émissions de CO_2 /km est proche des voitures de classe B en 2009 (126 g CO_2/km), contre 161 g/km pour la moyenne des ventes en 2008).

---

[29] Lorsque le système PV produit 1 kWh en substitution d'un kWh du mix électrique français actuel, on évite la consommation de 12 MJ d'énergie primaire, soit, tenant compte du mix, l'importation de 5 MJ de pétrole et 1,8 MJ de gaz.

[30] L'expression « du puits à la roue » traduit le cycle sur lequel l'évaluation des consommations énergétiques ou émissions de CO_2 est observée. Ainsi, la partie de production et transformation d'énergie est prise en compte dans les comparaisons.

[31] « Les transports électriques en France: un développement nécessaire sous contraintes », Ademe & Vous, 21 juillet 2009.

Une étude plus récente[32] du Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) considère toutefois cette analyse de l'ADEME comme excessivement pessimiste et trouve qu'un véhicule électrique rechargé grâce à l'électricité européenne moyenne d'aujourd'hui permet de réduire les émissions de CO_2. Pour 2020, toutefois, la situation est moins claire, car cette étude considère qu'en 2020, grâce aux objectifs du PEC qui verront une réduction d'après eux d'un facteur proche de deux des émissions par kWh électrique au niveau européen, -ce qui est loin d'être acquis-, alors que les véhicules neufs seront alors normalement soumis à une norme d'émission limitée à $95gCO_2/km$.

Quelles que soient donc les hypothèses retenues[33], en termes de réduction des émissions de CO_2 la voiture électrique est actuellement pertinente en France et dans les pays dont la production électrique est faiblement émettrice. Il est beaucoup moins évident qu'elle le soit ailleurs. Cela tient, en fait, non au véhicule lui-même mais au contenu en carbone de la production d'électricité utilisée pour recharger ses batteries.

II - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales de GES

Si l'objectif ultime du PEC est bien la lutte contre le réchauffement climatique, l'objectif final auquel il est jaugé est celui des émissions de GES et c'est, logiquement, à partir de leur mesure que les résultats sont évalués. Or l'objectif que constitue la réduction des émissions de GES est un champ excessivement limité et trop restreint pour réellement et effectivement indiquer ce qui est visé. Une évaluation réalisée à partir des seules émissions ne permet en effet pas de porter un jugement suffisamment informé sur la contribution des pays concernés à la lutte contre le réchauffement climatique.

A - Emissions et empreinte : deux concepts distincts

Pour un territoire et une population donnés, la mesure des émissions est par nature péjorative de la réalité de leur contribution au réchauffement climatique. Dans des économies ouvertes et largement mondialisées, où le commerce extérieur représente une part importante et

[32] « Les véhicules électrifiés réduiront-ils les émissions de carbone ? », Revue de l'Energie 611 (2013), pp. 5—11.
[33] Cf. « Electric vehicles and the electric grid : A review of modeling approaches…", Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (2013) 247–254.

croissante de l'activité, il ne suffit pas de s'en tenir à la seule production et aux émissions de GES qui lui sont liées, c'est bien l'ensemble de l'équivalent carbone contenu dans la demande finale et ainsi en définitive libéré dans l'atmosphère qui doit être pris en compte.

De cet ensemble des GES contenus dans les biens et services qui sont consommés sur un territoire, l'empreinte carbone donne l'exacte mesure.

Ainsi, l'empreinte reprend les émissions propres à l'activité nationale et leur ajoute le solde net des émissions associées au commerce extérieur. Soit, pour 2005 :

Emissions produites	*410 $MtCO_2$*
+ GES liés aux imports	*+ 340 $MtCO_2$*
– GES associés aux exports	*- 205 $MtCO_2$*
= Empreinte	*= 545 $MtCO_2$*

Ces premières estimations[34] montrent ainsi que pour cette année, ce n'est pas moins de 135 $MtCO_2$ qu'il faut d'ajouter aux 410 $MtCO_2$ émises par la France. Le solde carbone du commerce extérieur de la France représente donc un véritable enjeu, puisque, en l'état des choses, il constitue un majorant très significatif par rapport aux émissions. Se limiter à la seule prise en compte de ces dernières revient en effet à sous-estimer de près d'un tiers la réalité de l'effet de serre généré par le pays.

Par ailleurs, il faut souligner à quel point le contenu en carbone des importations est particulièrement important. En effet, celui-ci va bien au-delà de ce que les importations représentent dans l'activité économique du pays. Alors qu'en 2005 les importations représentaient environ 27 % du PIB, leur contenu en carbone représentait, lui, l'équivalent de 83 % des émissions de la France, soit une intensité spécifique trois fois plus importante.

Or, contrairement à ce qui peut être habituellement reçu, par rapport à la demande française, ce ne sont pas les pays émergents qui sont les principales sources indirectes de carbone. En effet, 70 % du carbone ainsi importé l'est via les importations en provenance des autres pays européens (cf. Tableau n° 15), qui pourtant ne représentent que de l'ordre des 2/3 des importations françaises. Outre leur part largement majoritaire dans le commerce extérieur de la France, les importations venues de

[34] *CO_2 et activités économiques de la France,* Etudes et documents, n° 27 août 2010, CGDD, SOeS.

l'Union européenne apparaissent ainsi légèrement plus intenses en carbone que la moyenne de celles en provenance du reste du monde.

Tableau n° 15 Emission de CO_2 associées au commerce extérieur de la France

Année 2005	Importations [1]		Exportations [1]	
	Mt de CO_2	Répartition (en %)	Mt de CO_2	Répartition (en %)
Europe	237	70	143	70
dont Allemagne	48	4	29	14
Espagne	34	0	9	9
Belgique	27	8	7	8
Grande Bretagne	25	7	8	9
Italie	23	7	7	8
autres pays européens	80	24	45	22
Afrique	20	6	13	6
Amérique du Nord	25	7	19	9
Amérique du Sud	6	2	5	3
Asie hors Moyen Orient	41	12	15	7
Moyen Orient	10	3	7	3
Océanie	2	1	2	1
Total	**340**	**100**	**205**	**100**

Note : (1) y compris le CO_2 des importations réexportées, i.e. la partie des émissions de CO_2 générées à l'étranger dans l'ensemble des émissions induites par les exportations françaises, du fait du contenu en importations des exportations. (*Source : CGDD, CO_2 et activités économiques de la France, Août 2010*)

Bien que ne constituant qu'une première étape vers une évaluation fiable, aux yeux de leurs auteurs, « *ces résultats sont cohérents avec les récentes estimations proposées pour la France dans le cadre d'étude internationales menées à partir de sources de données différentes. Dans une récente étude visant à évaluer les balances commerciales de CO_2 des pays de l'OCDE et quelques autres pays jouant un rôle important dans le commerce mondial*[35]*, les chiffres donnés pour la France conduisent à un rehaussement de l'ordre de 35 % pour l'année 2000 entre les émissions du territoire national et celles de la demande nationale. Plus récemment encore, une étude américaine s'appuyant sur une approche multirégionale multilatérale (voir encadré Estimation des pressions*

[35] Nakano S., Okamura A. et allii, *The measurment of CO_2 embodiments in international trade*, Science, technology and industry working papers, 2009/3, Paris, OCDE.

environnementales associées aux importations) estime cet ajustement à plus 40 % pour la France en 2004[36] *(Davis, Caldeira, 2010)* ».

Lorsque l'on ajoute le solde net des émissions de CO_2 des échanges extérieurs de la France aux émissions produites sur le territoire national, on passe de 6,7 tonnes de CO_2 par personne et par an à 9 tonnes par personne. Dans ce total, les ¾ sont imputables à la consommation des ménages, principalement sur les postes du logement, du transport et de l'alimentation, environ 10% à la consommation des administrations et un peu plus de 15 % à l'investissement.

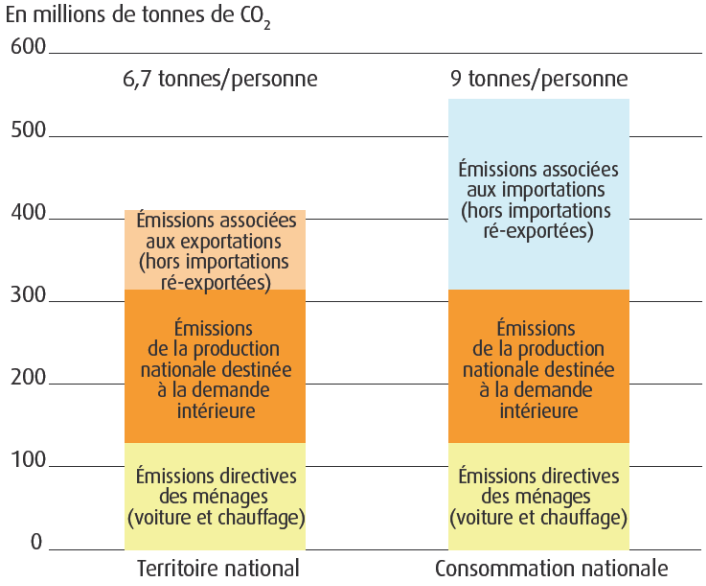


Figure 29. Emission de CO_2 intérieures vs. empreinte carbone de la demande française en 2005 (source : CGDD, CO_2 et activités économiques de la France, Août 2010)

Ceci ne fait que souligner le rôle propre des modèles de consommation et des modes et styles de vie dans la dynamique de la production des GES. Une étude récente[37] a permis de montrer que « *la quantité de CO_2 induite par la consommation des ménages est croissante avec le niveau de vie : les 20% des ménages les plus aisés induisent, via*

[36] Davis S.J., Caldeira K., *Consumption based accounting of CO_2 emissions*, Proceedings of the National academy of science of the United States of America, March 23, 2010 | vol. 107 | no. 12 | 5687–5692).

[37] Pour une analyse détaillée des émissions de CO_2 par niveau de revenu, catégories socio-professionnelles, cf. Lenglart F., Lesieur C., Pasquier J.L., « Les émissions de CO_2 du circuit économique en France », INSEE références, édition 2010, juillet 2010.

leurs achats, 29% des émissions de CO_2, alors que les 20% les plus modestes n'en induisent que 11%. Toutefois, du fait de différences de structure dans les paniers de consommation, le contenu en CO_2 par euro dépensé est en moyenne plus faible pour un ménage aisé que pour un ménage modeste. De même, ce contenu est plus élevé pour les ménages agricoles ou ouvriers que pour les ménages cadres. Il reste que les ménages cadres induisent beaucoup plus d'émissions de CO_2, du fait de leur niveau bien plus élevé de consommation ».

B - Empreinte, le rôle du commerce international

Dans des économies mondialisées, de plus en plus ouvertes au commerce international, le rôle du contenu net en carbone de ce dernier s'accroît tendanciellement. Les travaux précités[38], qui portent sur l'année 2004, ont permis d'estimer que le CO_2 contenu dans les productions finalement consommées dans d'autres pays que ceux où ils ont été produits a représenté 6,2 $GtCO_2$, soit 23% des émissions totales de CO_2.

Ces études ont aussi, sans surprise, montré que les flux d'exportations implicites de carbone proviennent principalement de la Chine, de la Russie et des pays du Moyen-Orient, que ce soit du fait des biens qu'ils produisent ou de leur production d'hydrocarbures. À l'inverse, tous les pays développés sont importateurs nets. Tous, ce qui est sans surprise concernant ceux dont la balance extérieure est déficitaire, mais y compris ceux qui, comme l'Allemagne sont pourtant économiquement largement excédentaires.

Ceci ne fait, en réalité, que souligner à quel point les intensités en carbone sont éloignées et déséquilibrées. Un pays comme la Russie, le plus intense en carbone, exporte 2,43 $kgCO_2$/$, mais n'importe que 0,85 $kgCO_2$/$.

[38] Davis & Caldeira, op. cit.36.

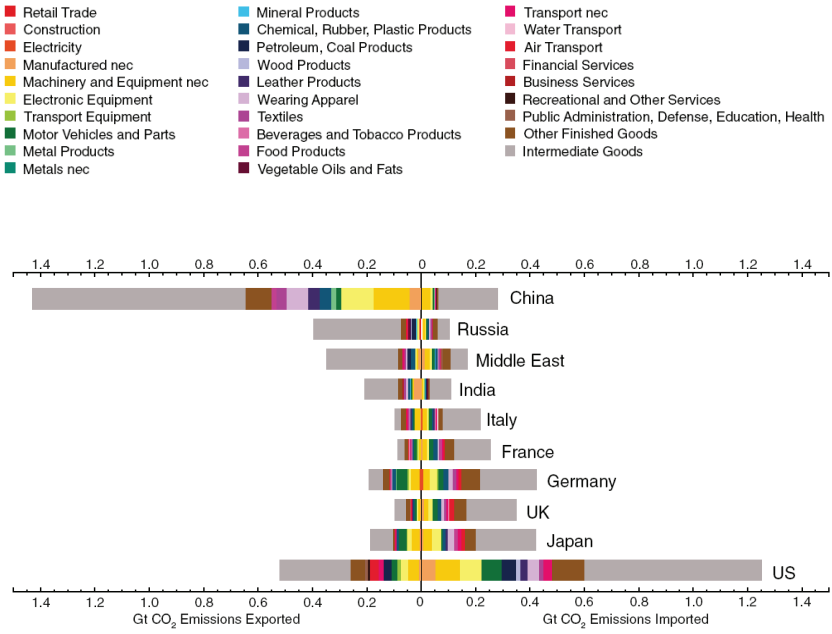


Figure 30. Bilan des émissions de CO_2 contenues dans les importations et les exportations du plus grand réseau de pays importateurs et exportateurs (Moyen-Orient inclus). Les couleurs représentent les échanges de produits finis par secteur d'activité. Les biens intermédiaires échangés (en gris) sont ceux utilisés par les industries dans le pays importateur pour satisfaire la demande des consommateurs pour les produits nationaux. NEC signifie : «non classé ailleurs» (Source : Davis & Caldeira [36])

À l'inverse, dans une économie aussi peu carbonée que l'est celle de la France et, dont de surcroît la balance commerciale est déficitaire, le rôle des importations devient prédominant. En 2005, la France a ainsi importé 340 $MtCO_2$, quand sa production a conduit à émettre 410 $MtCO_2$.

Au total, de ces différents constats on peut, comme les auteurs de cette étude[36], conclure: « *Une comptabilité basée sur la consommation révèle qu'une part substantielle des émissions de CO_2 sont échangées au niveau international et ne figurent donc pas dans les inventaires nationaux des émissions qui reposent de façon traditionnelle sur la production. L'effet net des échanges commerciaux est l'exportation des émissions en provenance de Chine et d'autres marchés émergents vers les consommateurs aux États-Unis, le Japon et l'Europe de l'Ouest. Dans les grandes économies d'Europe occidentale, les émissions nettes importées constituent 20-50% des émissions provenant de la consommation des*

biens, les émissions nettes importées tombent à 17,8 % et 10,8% au Japon et aux États-Unis, respectivement. En revanche, les exportations nettes représentent 22,5% des émissions produites en Chine. Ainsi, dans la mesure où les contraintes sur les émissions des pays en développement sont le principal obstacle à la politique climatique internationale efficace, l'attribution de la responsabilité pour une partie de ces émissions à des consommateurs finaux ailleurs peut représenter une opportunité pour un compromis. Parce que le bien-être économique d'une région bénéficie de la production de biens à l'intérieur de son territoire, il existe des approches quantitatives visant à partager la responsabilité des émissions entre les producteurs et les consommateurs. ».

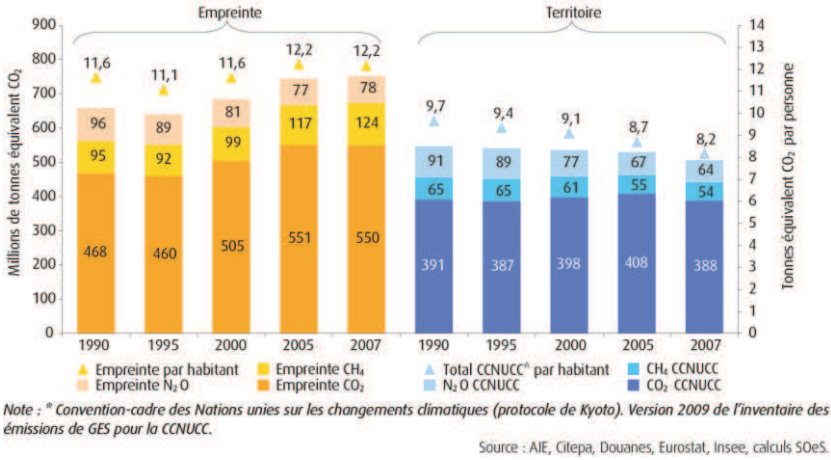
C - Empreinte et émissions, des trajectoires divergentes

Si empreinte et émissions représentent des concepts très sensiblement distincts, leurs évolutions dans le temps ne sont de surcroît pas similaires : l'une s'accroît, quand l'autre se réduit.

En effet, selon une récente étude du SOeS[39], de 1990 à 2007, « *l'empreinte carbone de la France a augmenté (+ 14 %) alors que la quantité de GES émise sur le territoire a diminué (- 7 %). L'empreinte carbone par personne s'est accrue de 5% alors que les émissions par personne sur le territoire de la France métropolitaine ont baissé de 15 %* ».

Pour 2010, dernière année pour laquelle une estimation, encore provisoire, soit disponible, l'empreinte par habitant serait de près de 12 teqCO_2, quand les émissions sur le territoire sont estimées à 8 teqCO_2 par personne. Effet, sans doute de la crise économique, l'empreinte serait ainsi stabilisée, alors que, les émissions continuant de se réduire, l'écart serait de à 4 teqCO_2. Il aurait ainsi doublé depuis 1990.

[39] *Le point sur l'empreinte carbone de la consommation des Français : évolution de 1990 à 2007*, Observation et statistiques, n°114, mars 2012, SOeS, CGDD.



*Note : * Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (protocole de Kyoto). Version 2009 de l'inventaire des émissions de GES pour la CCNUCC.*

Source : AIE, Citepa, Douanes, Eurostat, Insee, calculs SOeS.

Figure 31. Evolution comparée de l'empreinte carbone et des émissions sur le territoire (Source : CGDD[39])

Au vu de ces différentes données, tant d'origine nationale qu'issues de travaux internationaux, qui toutes convergent vers le même constat, apparaissent ainsi deux mouvements contraires et paradoxaux. D'un côté, un effort coûteux de réduction des émissions ; une réduction voulue, évaluée et soutenue par des mesures prises par les pouvoirs publics sous l'empire notamment des textes européens du PEC. De l'autre, une empreinte, liée au modèle de consommation, qui pour être désormais estimée, s'est accrue sans être véritablement l'objet d'une volonté de maîtrise, alors pourtant qu'elle est le meilleur indicateur.

L'objectif européen est celui d'une réduction en valeur relative des émissions de GES, il apparaît ainsi doublement insatisfaisant. D'une part, il ne couvre, du moins dans l'exemple français et du fait de son mix énergétique particulièrement peu carboné, que les 2/3 des GES liés à la demande. D'autre part, parce qu'il est fixé en valeur relative, il ne permet pas d'aller vers une réelle harmonisation des efficacités, énergétique et carbone, des pays membres en les poussant à converger vers une norme commune. En étant ainsi fixé, il pénalise les pays dont l'efficacité carbone est bonne et incite à une externalisation des productions intenses en carbone vers les pays qui sont plus "*carbon friendly*". Non seulement les pays émergents, souvent mis sur la sellette, mais aussi ceux des pays européens dont le niveau d'émission est plus important.

Enfin, en concernant la seule production réalisée sur le territoire, il conduit à faire passer au second plan les évolutions qui pourraient s'avérer nécessaires et qui conduiraient à modifier les comportements de consommation, qui sont eux-mêmes singulièrement différenciés selon les niveaux de vie et les habitus sociaux.

III - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone

Comme ont pu le rappeler les premières lignes de la présente évaluation, l'accumulation actuelle dans l'atmosphère d'une quantité toujours plus importante de gaz à effet de serre d'origine anthropique est, aujourd'hui, presque certaine. Cette augmentation, jusqu'ici sans précédent en un temps aussi bref (un peu plus d'un siècle), amplifie le phénomène de réchauffement naturel de la planète, avec pour conséquence une augmentation attendu à long terme des températures mondiales. Des conséquences sont déjà soit identifiées sur le terrain soit pressenties par les simulations : élévation du niveau des mers et des océans, changement de climats régionaux, accroissement erratique des événements extrêmes (tempêtes, cyclones, tornades…), élévation des températures affectant les cultures, les ressources halieutiques et en eau potable. De nombreux acteurs privés issus de la sphère financière, tels les assureurs et les réassureurs ont ainsi, depuis désormais plusieurs années, intégré ce coût du changement climatique : Swiss Re, dans son rapport « *Sigma 2010* » estimait les pertes uniquement provoquées par les évènements climatiques extrêmes à 121 Md$ sur un total de 218 Md$ de dégâts pour l'année 2010**.**

Cependant, les externalités négatives des activités génératrices de gaz à effets de serre n'ont que très récemment été prises en compte.

Certes, la limitation de ces gaz peut passer par l'adoption de normes, ou le financement volontariste d'énergies dites renouvelables et moins émissives ; elle peut également se faire via la mise en place de politiques économiques incitatives, avec par exemple, une augmentation du financement de la recherche et du développement (R&D), des aides fiscales ou encore la suppression de subventions aux activités à forte intensité carbone, comme les subventions aux carburants.

Une telle limitation ne pourra en revanche être obtenue sans la mise en place d'un système de taxe « pigouvienne »[40] capable de donner un prix à cette externalité. On ne peut en effet que constater l'inadéquation durable qui existe entre la valorisation marchande et la valorisation sociale de l'externalité environnementale que constitue le risque climatique.

Cette incapacité du marché à valoriser naturellement ce dernier explique la nécessité pour les pouvoirs publics d'intervenir afin de corriger cette inadéquation en incitant les acteurs à adopter un mode de production moins émetteur via un signal prix. Cette taxe pigouvienne doit ainsi permettre de refléter pleinement la valeur actualisée des dommages environnementaux futurs associés à un recours marginal accru aux combustibles fossiles, ceux-ci croissant donc avec les niveaux de concentration de CO_2 dans l'atmosphère ; ce faisant, une telle taxe – qui, du fait même de la nature globale de la menace du changement climatique, a vocation à s'étendre à l'ensemble des pays émetteurs - pourra, en donnant un prix au carbone, contraindre le marché à différencier les biens et services en fonction de leur empreinte carbone.

Comme pouvait l'écrire Dominique Bureau[41] en 2008, « *établir, par la fiscalité ou par des marchés de permis, un signal-prix du carbone constitue, du point de vue économique, l'élément clef d'une politique de prévention du risque climatique, parce qu'il convient de modifier l'ensemble des comportements des agents économiques, et parce que l'efficacité réclame un signal prix commun pour répartir au moindre coût global, les efforts d'abattement.* » En d'autres termes, conférer un prix au carbone doit à la fois permettre de donner une valeur aux émissions de GES, d'inciter à limiter le recours aux énergies fossiles voire d'en faciliter la sortie, enfin, d'envisager de payer aujourd'hui pour financer une transition énergétique plutôt que de payer demain au prix fort la nécessaire adaptation des économies.

La fixation d'un tel prix était au cœur de la mise en place du SCEQE et, en dépit de son échec, l'idée de valoriser le carbone est aujourd'hui largement reconnue, ne serait-ce que par l'internationalisation de la démarche initiée par l'Europe : la Californie– qui avec 13 % du PIB des États-Unis constitue de ce fait la 8ème puissance économique mondiale – et l'Australie ont également développé leur propre système d'échange d'émissions.

---

[40] Du nom d'Arthur Cecil Pigou qui fut le premier à proposer une telle taxe en 1920.

[41] Dominique Bureau, « Prix de référence du CO_2 et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008, p. 3 ; M. Dominique Bureau est actuellement le délégué général du Conseil économique pour le développement durable.

Toutefois, comme ce rapport l'a déjà souligné, le prix européen de la tonne carbone reflète aujourd'hui très insuffisamment la réalité du coût social et environnemental des dommages engendrés par les émissions.

Certes, fixer un prix du carbone est un exercice délicat et les différents travaux de recherche ayant tenté au cours des dernières années de définir ce signal prix n'ont pu permettre de dégager un consensus :

- ainsi les tentatives de définir « le coût social du carbone » (CSC)[42] ont elles abouti à des fourchettes allant de 85 $/t CO_2[43] à 10 $/t[44] ;
- l'importante marge d'incertitude que cette mesure entraine a conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR).[45]Là encore, cette approche comporte de nombreuses faiblesses : la mesure du coût de réduction potentielle maximale par une technologie donnée ne prend pas en compte les barrières institutionnelles, les difficultés d'application ou encore les coûts de mise en œuvre ; de plus, cette mesure néglige entièrement l'évolution du coût des technologies, le calcul s'effectuant à valeur statique ;
- dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008[41] a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55 €/t en 2010, 70 € en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90 € à partir de 2040 ;

[42] Le CSC mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone. Il entend refléter la valeur nette actuelle de l'impact à long terme des changements climatiques de chaque tonne additionnelle de CO_2 émise aujourd'hui. Il est calculé à l'échelle d'un pays, selon le modèle dit de l'évaluation intégrée, qui mesure la différence entre le PIB actuel et futur en tenant compte des dommages causés par les émissions de GES. Cf. Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon », Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.

[43] Soit 65 € au 18/07/2013. Cf. Nicholas Stern : The *Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.

[44] Soit environ 80 € au 18/07/2013. Calcul de l'économiste irlandais Richard Tol en 2009.

[45] Le CMR représente le coût de réduction d'une tonne de CO_2 pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.

- les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport de 2008 du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre à court terme un taux de 27 €/t ;
- le rapport Quinet de 2008 avait de son coté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - soit le cout du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32 € en 2010 pour progressivement augmenter (56 € en 2020 puis 100 euros en 2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050, soit un cours moyen d'environ 200 €/t) ;
- une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a également estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80 % des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il parait essentiel d'adopter, à terme, les instruments de politique publique susceptibles de renforcer ce signal prix, dont la faiblesse actuelle ne permet pas de prendre suffisamment en compte la valeur carbone, notamment en vue des investissements nécessaires pour évoluer vers des modes de production et de consommation plus efficaces et donc plus sobres.

Plusieurs pistes peuvent être ici évoquées, au-delà des réformes du système européen d'échange de quotas, déjà mentionnées dans ce rapport :

- la possibilité d'instaurer une taxe carbone, qui n'aurait toutefois de sens qu'au niveau européen, tout alourdissement de la fiscalité au seul niveau national risquant de se traduire par une distorsion de la concurrence ;
- dans l'attente d'une telle taxe, dont l'introduction parait souhaitable à terme, mais qui reste difficile à mettre en place rapidement en raison de l'unanimité requise pour l'instaurer, une harmonisation de la fiscalité énergétique européenne pourrait intervenir avec la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique. Elle permettrait de donner un prix significatif au carbone de nature à favoriser les évolutions attendues ;
- en dépit des échecs rencontrés jusqu'ici, à défaut d'une taxe carbone d'application générale, il parait également souhaitable de réfléchir à nouveau à la mise en place aux frontières de l'Europe d'un « Mécanisme d'Inclusion Carbone », qui serait limité à des secteurs particuliers fortement carbonés, tels, par exemple, que le ciment. Un

tel mécanisme aurait le mérite de « globaliser » la lutte contre le changement climatique, tout en limitant les distorsions de concurrence générée par la différence des législations climatiques et l'encouragement à la délocalisation de l'activité également connue sous le nom de « fuites carbone ».

ANNEXE N° V

LA MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT PAR SECTEUR

Les transports

I - Les objectifs du PEC dans le secteur des transports

A - Les mesures du PEC en matière de transports

Le PEC traite des transports dans trois documents :

- la directive 2009/28/CE sur les énergies renouvelables prévoit que le secteur des transports, dans chaque État, doit utiliser au moins 10 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Elle impose que le bilan carbone des biocarburants, de la production à la combustion, se solde par une économie d'au moins 35 % de CO_2 en 2010 et 50 % en 2017 (60 % pour les unités industrielles de nouvelle génération). Des garanties sur les conditions de production des matières premières utilisées sont également demandées (préservation de la biodiversité, respect des zones naturelles protégées…) ;
- le règlement 443/2009 du 23 avril 2009 impose des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves dans le cadre de l'approche intégrée de la Communauté visant à réduire les émissions de CO_2 des véhicules légers ;
- les transports entrent également dans le champ de la décision 406/2009 du 23 avril 2009 dite "partage de l'effort" qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE. La France s'y est vue assigner un objectif de réduction de ses émissions de GES de 14 % par rapport au niveau de ses émissions de 2005.

Le règlement 510/2011 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les véhicules utilitaires légers neufs et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique du 14 novembre 2012 sont venus compléter le PEC en matière de transports.

Enfin, la Commission européenne a publié, le 17 octobre 2012, une proposition de directive sur les biocarburants dite ILUC, visant à modifier la législation actuelle, les changements introduits devant être les suivants :

- porter à 60 % le niveau minimal de réduction des émissions de GES pour les nouvelles installations (entrant en service après le 1er juillet 2014) ;

- inclure des facteurs liés aux changements indirects d'affectation des sols (ILUC)[46] dans les rapports que doivent soumettre les fournisseurs de carburant et les États membres sur la réduction des émissions associée aux biocarburants ;

- restreindre à 5 % de la consommation de carburants le volume des biocarburants de première génération produits à partir de cultures alimentaires ;

- promouvoir davantage les biocarburants avancés et durables produits à partir de matières premières qui ne créent pas de demande supplémentaire de terres.

B - Le livre blanc de 2011 sur les transports

L'Union européenne a publié en mars 2011 une « *Feuille de route pour un espace européen unique des transports – Vers un système de transport compétitif et économe en ressources* ». Ce document intègre les objectifs du PEC et explicite la trajectoire pour 2030 et 2050. L'objectif de maintenir le changement climatique en-dessous de 2°C suppose que d'ici à 2050, l'UE réduise ses émissions de 80 à 95 % par rapport aux niveaux de 1990, dans le cadre des réductions auxquelles l'ensemble des pays développés doit parvenir. Le constat de la Commission est qu'il est impératif de parvenir à une réduction des émissions de GES d'au moins 60 % par rapport à 1990 dans le secteur des transports, soit une réduction d'émissions d'environ 70 % par rapport aux niveaux de 2008. D'ici à 2030, l'objectif consistera à réduire les émissions de GES d'environ 20 % par rapport à leur niveau de 2008. Compte tenu de la hausse notable des émissions dues aux transports ces 20 dernières années, le niveau obtenu serait encore supérieur de 8 % aux chiffres de 1990.

Le livre blanc constate que le système de transport n'est pas encore durable et que son développement d'ici à 2050 ne peut se poursuivre selon les tendances actuelles. En cas de *statu quo*, la dépendance des transports à l'égard du pétrole pourrait rester proche de 90 %, avec une part des énergies renouvelables à peine supérieure à l'objectif de 10 % fixé pour 2020. En 2050, les émissions de CO_2 dues aux transports dépasseraient toujours d'un tiers leur niveau de 1990.

[46] En français CASI, pour changements indirects dans l'affectation des sols.

Le défi consiste à rompre la dépendance du système de transport à l'égard du pétrole sans sacrifier son efficacité ni compromettre la mobilité. La vision européenne est que de nouveaux modèles de transport doivent voir le jour, conçus pour amener ensemble à destination davantage de marchandises et de passagers, au moyen des modes de transport, ou de combinaisons de modes, les plus efficaces. Les transports individuels seront de préférence réservés aux derniers kilomètres du trajet, avec des véhicules non polluants.

Le développement futur doit pour le Livre blanc s'articuler en plusieurs volets :

- l'amélioration des performances énergétiques des véhicules
- l'optimisation des performances des chaînes logistiques multimodales
- l'utilisation plus efficace des transports et des infrastructures.

C - La France s'est fixé des objectifs de niveau législatif en 2005 puis 2009, très supérieurs aux obligations du PEC

Avant même la négociation du PEC, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, loi dite POPE, fixait déjà comme objectif pour la France, la réduction de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale et de 2,5 % par an entre 2015 et 2030.

L'objectif sectoriel en matière de transports, inscrit dans la loi du 3 août 2009, dite Grenelle I, est de réduire les émissions du secteur de 20 % d'ici 2020 par rapport à 2005, afin de revenir au niveau de 1990. Pour le transport de marchandises, cette même loi a fixé pour objectif l'atteinte d'une part modale du non-routier et du non-aérien de 25 % à l'échéance 2022.

II - L'état des lieux

A - Le secteur des transports consomme plus de 32 % de l'énergie finale

En 2011, le secteur des transports a consommé 50 Mtep dont 46,5 Mtep de produits pétroliers. La consommation énergétique finale montre que les produits pétroliers constituent 93 % de l'énergie utilisée (contre 97 % en 2000).

Tableau n° 16 Consommation de l'énergie finale utilisée dans les transports

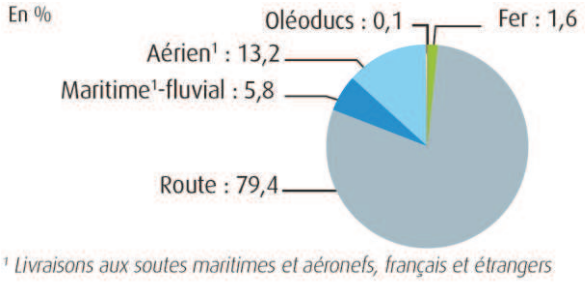
Millions de tonnes équivalent pétrole	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Transports	48,6	49,6	50,0	49,2	49,3	50,0
dont produits pétroliers	*47,3*	*48,1*	*46,6*	*45,6*	*45,7*	*46,5*
Total des secteurs[1]	**157,3**	**160,7**	**161,6**	**155,6**	**155,5**	**155,6**
dont produits pétroliers	*73,3*	*72,7*	*70,2*	*67,7*	*65,5*	*66,5*

[1] Hors consommation du secteur de l'énergie

Source : SOeS

Source : MEDDE, chiffres clés du transport, mars 2013

Dans ce total, la route constitue près de 80 % de la consommation des transports, ce qui justifie que ce soit sur elle que portent les principaux efforts.



[1] Livraisons aux soutes maritimes et aéronefs, français et étrangers

Sources : CPDP, SOeS

Figure 32. Consommations d'énergie fossile et électrique par mode en 2011 (source : MEDDE, Chiffres clés du transport, mars 2013)

B - L'état des lieux des émissions de CO2 et des autres GES dues au transport

Les émissions de GES dues aux transports sont estimées par le CITEPA en incluant les émissions des véhicules étrangers sur le territoire métropolitain, et en excluant du total national les émissions liées aux trafics maritimes et aériens internationaux. Après avoir crû de 1990 à 2004, elles décroissent depuis 2005, comme l'indique le tableau suivant

Tableau n° 17 : Emission des principaux GES provenant des transports

niveaux en millions de tonnes, évolutions en %

		1990	2010	2011(p)	2011/ 1990
CO2	Tous transports	118	127	126	7
(Mt)	Total (hors UTCF)	390	372	346	-11
CH4	Tous transports	39	9	8	-79
(kt)	Total (hors UTCF)	2 962	2 927	2 917	-2
N2O	Tous transports	3	4	4	38
(kt)	Total (hors UTCF)	292	191	198	-32
HFC (*)	Tous transports	0	4 913	4 913	ns (*)
(kt eq CO2)	Total (hors UTCF)	3 736	16 625	16 644	345

Source : Citepa / rapport Secten – avril 2012
(*) avant 1990, les transports émettaient un autre gaz réfrigérant que les HFC, non mesuré

Source : « Le facteur 4 en France », Rapport du CGEDD, Mars 2013

La forte croissance des émissions de HFC depuis 1990 reflète le développement de la climatisation des véhicules, notamment des voitures particulières mais aussi des trains et des véhicules frigorifiques. La trajectoire des émissions en fonction des modes de transport est analysée en détail plus bas au Chapitre IV - .

Il convient toutefois de rappeler le fort degré d'incertitude des données d'émissions détaillé dans la partie II du rapport. Cette incertitude est particulièrement forte dans le secteur des transports car Les émissions indiquées par les constructeurs automobiles semblent de moins en moins refléter les mesures de terrain.

Le cycle d'homologation (*New European Driving Cycle* - NEDC), n'est plus représentatif de la conduite en conditions réelles. De ce fait, les rejets du CO_2 des voitures mises en circulation en Europe sont supérieurs de 25 % en moyenne aux chiffres avancés par les constructeurs. Une étude publiée de mai 2013 de l'organisation de recherche allemande *International Council on Clean Transportation*[47], démontre, non seulement la différence entre annonce des constructeurs et réalité des émissions, mais, fait plus important dans le contexte des objectifs du PEC, une dérive dans le temps très significative, comme le montre la figure ci-dessous :

[47] "*From laboratory to road A comparison of official and 'real-world' fuel consumption and CO_2 values for cars in Europe and the United States* », International Council on Clean Transportation, 2013.

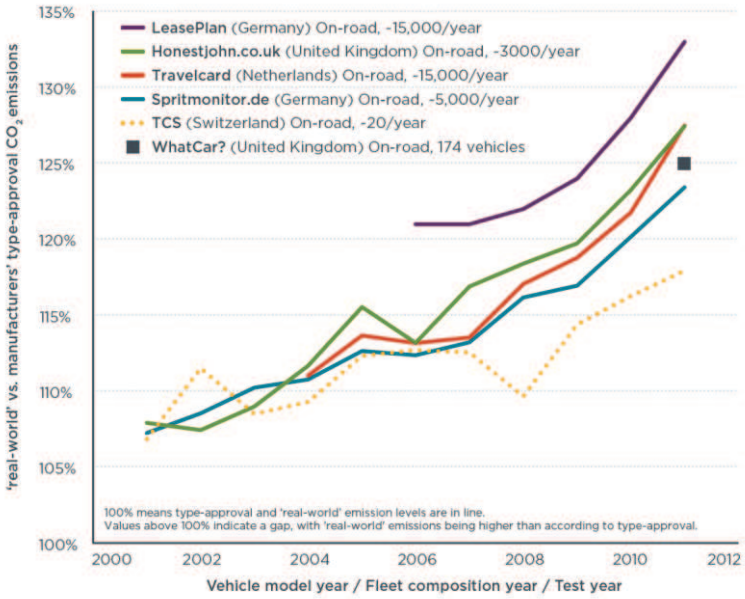


Figure 33. Divergence croissante entre les émissions de CO_2 annoncées par les constructeurs et les émissions réelles, pour différentes flottes de véhicules étudiées (Source : International Council on Clean Transportation)

D'après le CITEPA, les inventaires produits ne sont pas affectés car le calcul sur les années passées est fait à partir des consommations de carburants qui sont, elles, très bien connues à partir des taxes versées. Par contre, cela affecte bien les modélisations des prévisions.

Un nouveau système est en phase d'élaboration à l'échelon mondial («*World Light Duty Test Cycle and Procedures* »), sous l'égide de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (Unece). Annoncé pour 2014, ce nouveau dispositif devrait refléter plus fidèlement la conduite en conditions réelles. C'est ce nouveau processus que le Parlement et la Commission européenne proposent d'introduire à compter de 2017. Reste à voir comment seront effectués les raccords des données pour les objectifs du PEC.

III - Mesures découlant directement ou indirectement du PEC

Les politiques actuelles mises en œuvre pour atteindre les objectifs du PEC reposent sur deux axes :

- le soutien des modes de transports les moins émetteurs, notamment par le développement des transports collectifs et l'amélioration des réseaux d'infrastructures de transport ;
- l'amélioration de l'efficacité des modes de transports utilisés.

Ces mesures sont présentées de manière synthétique ci-dessous, par rapport aux trois objectifs fixés pour le secteur des transports en France par le PEC dans les domaines de l'atténuation via le report modal, de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

Le rapport sur les mécanismes de surveillance que la France doit transmettre à la Commission tous les deux ans contient des évaluations de différentes mesures du point de vue GES. Avec les travaux de scénarisation qui sont présentés dans le même document, il permet de donner des indications quant à l'efficacité et l'efficience de chacune des actions et de l'ensemble de la politique d'atténuation.

A - Les mesures en faveur du report modal

1 - Le report modal dans le transport de marchandises

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 a fixé pour objectif l'atteinte d'une part modale du non-routier et du non-aérien de 25 % à l'échéance 2022 avec un point de passage à 15,75 % en 2012. Pour cela il avait planifié un investissement massif dans les infrastructures de transports par le biais du Schéma national des infrastructures de transports (SNIT).

Parmi les opérations envisagées figuraient : la réforme des ports d'Outre-mer et redynamisation des grands ports maritimes de métropole, la modernisation du réseau fluvial et la réalisation du canal Seine Nord Europe, le développement de l'autoroute de la mer Nantes-Gijon.

Par ailleurs, conformément à la loi de finances pour 2009, une écotaxe kilométrique doit être prélevée sur les poids-lourds de plus de 3,5 tonnes circulant sur un réseau défini, notamment dans le but de contribuer au financement des infrastructures de transport. La part des recettes de cette taxe issue de la circulation sur le réseau national permettra de développer les projets d'infrastructures de transport financés

par l'AFITF dans une logique multimodale. Les redevances prélevées sur les réseaux départementaux ou communaux reviendront naturellement aux collectivités locales. Il a été estimé, à travers le modèle SceGES, que la mise en œuvre de cette écotaxe, qui devait s'appliquer à partir du 1er octobre 2013, permettrait d'éviter annuellement 0,26 à 0,6 MteqCO_2.

Enfin, il a été institué une obligation d'informer le bénéficiaire d'une prestation de transport de la quantité de CO_2 émise pour réaliser cette prestation, à compter du 1er octobre 2013.

2 - Le report modal dans le transport de voyageurs

La loi du 3 août 2009 dite Grenelle I prévoit la réalisation de plus de 2 000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse d'ici à 2020 afin de développer le transport de voyageurs par train.

L'État s'est fixé l'objectif de porter la part modale des transports collectifs à 17 % de l'ensemble des déplacements en ville. Pour cela, la loi Grenelle I prévoit la réalisation de 1 800 km de transports collectifs en site propre hors Île-de-France d'ici 2020.

Deux appels à projets ont déjà permis le lancement de 1 000 km de voies nouvelles. Le 3ème appel à projets est décidé ainsi que le financement de la part État (450 M€ sur le budget de l'AFITF correspondant à une subvention de l'ordre de 15 à 20 % de la dépense subventionnable). Plus de soixante projets de transport collectifs en site propre représentant une enveloppe globale de 6 Md€ seront ainsi réalisés.

En Île-de-France, le Grand Paris comporte un plan unique et cohérent d'actions selon deux axes :

- la modernisation du réseau existant et son développement, qui bénéficiera de 2 Md€ de crédits supplémentaires d'ici 2017 (soit 6 Md€ plus 1 Md€ supplémentaire au-delà) permettant d'améliorer la qualité de service offerte aux usagers et des dessertes supplémentaires. Un tiers de cet effort vise les RER.
- le Grand Paris Express qui a fait l'objet d'une réévaluation (29,9 Md€ au lieu de 20 Md€).

En 2017, tous les projets auront été soumis au conseil de surveillance de la société du Grand Paris. Les premiers travaux, ceux de la ligne reliant Noisy-Champs au Pont-de-Sèvres, devraient débuter en 2015. L'objectif est que toutes les lignes du Grand Paris Express soient en service en 2030.

Par ailleurs, le Premier ministre a demandé de reprendre le projet de ligne directe entre l'aéroport de Roissy CDG et Paris, en y impliquant RFF et Aéroport de Paris, et en posant comme condition que cet investissement s'autofinance.

La société du Grand Paris est aujourd'hui alimentée par plusieurs taxes, dont la taxe locale sur les bureaux. Le Premier Ministre a décidé de les déplafonner, pour augmenter ses capacités de financement. Ce sont les 2 Md€ qui seront affectés aux opérations de modernisation et de développement du réseau francilien. En outre, des mesures de hausse des amendes forfaitaires de stationnement, au bénéfice des autorités organisatrices des transports et pas seulement en Île-de-France, mais pour toutes les autorités organisatrices des transports ont été prises.

B - Les mesures en faveur de la performance des véhicules neufs

Le règlement 443/2009 fixe un objectif de 95 gCO_2/km de niveau moyen d'émissions pour le parc de voitures neuves à partir de 2020. La loi Grenelle I a en outre fixé un objectif de réduction de la moyenne des émissions de l'ensemble du parc automobile français à 120 g à l'horizon 2020.

Les mesures du plan français comporte notamment l'introduction d'une étiquette CO_2 obligatoire pour les véhicules particuliers, un plan gouvernemental pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables et la modulation de la taxe annuelle sur les véhicules de société (TVS).

Les sociétés sont soumises à la TVS à raison des véhicules qu'elles possèdent ou utilisent en France quel que soit l'État dans lequel ils sont immatriculés. Les barèmes de la taxe ont été durcis pour les véhicules les plus polluants, à partir du 1er octobre 2011. Le tarif applicable s'échelonne de 2 € par gCO_2/km pour les véhicules dont les émissions sont comprises entre 50 et 100 gCO_2/km à 27 € par gCO_2/km pour les véhicules émettant plus de 250 gCO_2/km.

Mais la mesure la plus couteuse et avec le plus fort impact reste le bonus-malus écologique. Il vise à réduire les émissions de GES en encourageant l'achat de véhicules plus respectueux de l'environnement. Assis sur les émissions de CO_2, ce dispositif permet d'accorder une subvention à l'achat de véhicules particuliers neufs faiblement émetteurs (moins de 110 gCO_2/km en 2012) alors que les véhicules fortement émetteurs (plus de 140 gCO_2/km en 2012) sont taxés à l'occasion de leur première immatriculation.

Les progrès réalisés dans la filière automobile, couplés à l'efficacité du dispositif de bonus-malus mis en place fin 2007, ont permis de réduire significativement la moyenne des émissions de CO_2 des véhicules neufs en France (de 149 gCO_2/km en moyenne en 2007 à 117,1 gCO_2/km fin janvier 2013). Les émissions moyennes de CO_2 des voitures particulières neuves ont chuté de 6 gCO_2/km à la mise en place du bonus-malus, et la tendance depuis est une baisse annuelle de l'ordre de 4,1 gCO_2/km (contre 1,6 gCO_2/km auparavant).

Le bonus-malus automobile comporte trois volets :

- Le premier, fixé par le décret n° 2007-1873, consiste à allouer une prime pour toute acquisition ou location d'une voiture ou camionnette neuve faiblement émettrice de CO_2. Une aide pour l'achat d'un véhicule neuf fonctionnant au moyen du gaz de pétrole liquéfié (GPL), au gaz naturel (GNV) ou combinant l'énergie électrique et une motorisation à l'essence ou au gazole, faiblement émetteur de CO_2, est également proposée.

- Le second volet, également fixé par le décret n° 2007-1873, consiste à ajouter au bonus un « superbonus » de 300 € si l'acquisition du véhicule propre s'accompagne de la mise au rebut d'un véhicule de plus de 15 ans. Cette mesure n'a pas été mise en œuvre en 2009 et 2010 car la « prime à la casse » en vigueur durant ces années était plus avantageuse.

- Enfin, le troisième volet prévoit une taxe additionnelle, un « malus » applicable aux véhicules les plus polluants. Une exonération a été introduite pour les véhicules destinés aux familles nombreuses ainsi qu'aux personnes handicapées ; un abattement spécifique a également été introduit pour les véhicules conçus pour fonctionner au super éthanol E85. Une taxe annuelle a également été instituée en 2010 pour les véhicules émettant plus de 245 gCO_2/km.

En complément à ce dispositif, dans le cadre du plan de relance, une prime à la casse a été instituée, dans les conditions définies par le décret n° 2009-66 du 19 janvier 2009, lorsque l'acquisition ou la location d'un véhicule neuf, émettant moins de 155 gCO_2/km pour l'année 2010, s'accompagne de la destruction d'un véhicule de plus de dix ans. Cette mesure devait initialement se terminer à la fin 2009, mais a été prolongée en 2010 afin d'éviter une baisse trop brutale du marché automobile.

À compter du 1er août 2012, le plafond du bonus relatif aux véhicules électriques a été porté de 5 à 7 000 €, dans la limite de 30 % du coût TTC du véhicule ; celui relatif aux véhicules hybrides a été doublé et

porté à 4 000 €, dans la limite de 10 % du coût du véhicule, avec un minimum d'aide de 2 000 €. Ce bonus est de plus ouvert aux véhicules de sociétés ainsi qu'aux administrations d'État. Enfin, les bonus relatifs aux véhicules thermiques faiblement polluants ont été augmentés de 100 à 200 € et de 400 à 550 €.

Alimenté par le produit du malus appliqué lors de la première immatriculation des véhicules les plus polluants, le fonds d'aide à l'acquisition des véhicules propres a été déficitaire compte tenu de la réaction des consommateurs plus forte que celle attendue lors de la mise en place du dispositif de bonus-malus.

D'après les chiffres de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le déficit cumulé sur quatre ans est de 1,45 Md€, soit :

- 214 M€ en 2008 (439,37 M€ de dépenses pour 225,37 M€ de recettes);
- 522,3 M€ en 2009 (724,56 M€ de dépenses pour 202,25 M€ de recettes);
- 516,8 M€ en 2010 (707,22 M€ de dépenses pour 190,39 M€ de recettes);
- 198,5 M€ en 2011 (396,32 M€ de dépenses pour 197,85 M€ de recettes).

C - Le développement des biocarburants

1 - Les biocarburants principal contributeur pour la cible des 10 % en énergie renouvelable

Dans le cadre du PEC, la France s'est engagée à atteindre en 2020 10 % d'énergie renouvelable dans sa consommation d'énergie finale pour le secteur des transports. Le Plan français d'action en faveur des énergies renouvelables prévoit que les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à cet objectif de 10 %. En effet, les alternatives, comme la pile à combustible ou le véhicule électrique, ne seront pas en mesure de contribuer significativement à cet objectif à court terme, en raison du stade trop peu avancé de leur développement.

Pour cela, le Plan National d'Action a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile de 2005 à 2010. L'objectif d'incorporation de 5,75 % en énergie[48] de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine

[48] Plus précisément en PCI, ou pouvoir calorifique inférieur.

fossile, initialement prévu pour 2010 par la directive européenne 2003/30/CE, a été avancé à 2008 et porté à 7 % en énergie pour 2010 par la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE) modifiée par la loi d'orientation agricole du 5 janvier 2006.

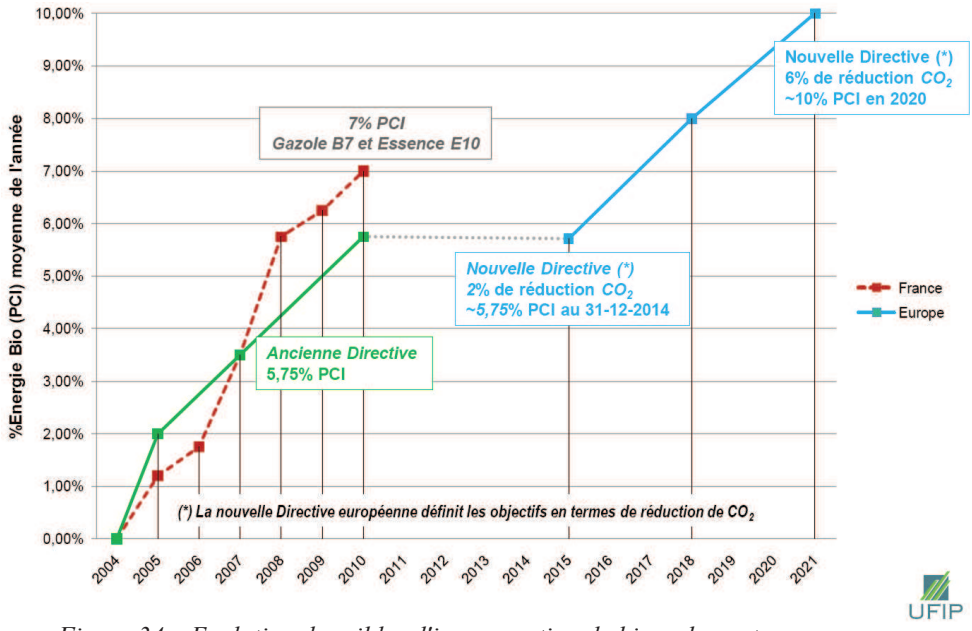


Figure 34. Evolution des cibles d'incorporation de biocarburants d'après les directives européennes (directive 2003/30 et PEC) et la loi POPE (Source : Union Française des industries pétrolières ou UFIP)

Au plan de l'environnement, les biocarburants ont initialement fait l'objet d'un a priori positif, puisque, contrairement aux énergies fossiles, ils ne rejettent dans l'atmosphère que ce qu'ils y ont capturé pendant leur phase de croissance.

Dans son évaluation de la politique publique d'aide aux biocarburants de janvier 2012[49], la Cour des comptes remarquait que « *à partir de 2008 et l'envolée du prix des matières premières agricoles, des critiques sont apparues concernant la compétition entre la production de biocarburants et celle de nourriture pour les hommes ou les animaux. Par ailleurs, le bilan en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) a été constamment révisé dans un sens plus restrictif. De surcroît, les analyses des coûts/avantages ont commencé à tenir compte plus correctement de l'énergie nécessaire à leur production par rapport à celle restituée lors de leur combustion, ainsi que des changements d'affectation des sols (CAS) résultant de l'affectation de surfaces croissantes à la culture des plantes destinées à les produire.* »

En France, l'ADEME avait été chargée de coordonner plusieurs études sur ces points, la première en 2002 présentant un bilan plutôt positif, la dernière en 2009/2010, fondée notamment sur la méthode des analyses de cycle de vie (ACV), et dont les conclusions, d'ailleurs controversées, sont plus en retrait. L'agence estime ainsi en 2010 que, par rapport au carburant fossile de référence, les réductions d'émissions de GES du biodiesel sont comprises entre 59 et 90 %, celles de l'éthanol entre 49 et 72 %. Toujours par rapport au carburant fossile de référence, la consommation d'énergie fossile pour produire le biodiesel est réduite de 68 à 84 %, et celle de l'éthanol est réduite de 18 à 85 %. Ces données restent cependant très contestées, notamment par les organisations de défense de l'environnement, à la fois dans la méthode d'affectation énergétique des coproduits et dans la mesure où ils ne tiennent pas compte des changements d'affectation des sols, en particulier indirects.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rappelle que la Cour des comptes proposait de poursuivre le soutien à la production et à la consommation de biocarburants en redéfinissant de façon plus réaliste les cibles françaises d'incorporation de biocarburants. Il faut noter aussi que la Cour mettait en avant, outre la volonté française d'être plus ambitieuse que ses partenaires européens avec des cibles pratiquement impossibles à atteindre, les doutes de plus en plus nombreux

[49] La Cour notait que les politiques en faveur des biocarburants n'échappaient pas à une caractéristique commune à de nombreuses politiques publiques, à savoir la superposition d'objectifs multiples. Elles ont d'abord été reliées aux politiques agricoles, puis à l'indépendance énergétique, enfin aux préoccupations environnementales : sous le vocable de « durabilité » ont été regroupées les notions de protection de l'environnement mais aussi d'équité sociale et de lien entre la génération actuelle et les générations futures. Ces priorités successives, qui s'ajoutent les unes aux autres sans que les premières soient remises en cause, interdit de rapporter les effets, positifs ou non, des actions menées à une seule d'entre elles.

sur le caractère durable avancé pour les biocarburants de première génération.

Le gouvernement ne prévoit pas de modifier l'objectif actuel. Lors de la conférence environnementale pour la transition écologique des 14 et 15 septembre 2012, il a annoncé que l'objectif d'incorporation des biocarburants issus de matières premières également destinées à l'alimentation humaine (biocarburants de première génération) resterait plafonné à 7 %. D'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), cela permettra de ne pas mettre en péril une filière indispensable à la transition énergétique, et dont les débouchés industriels sont intéressants pour la France, tout en tenant compte de ses impacts sur le prix des matières premières alimentaires. Après l'atteinte de cet objectif dans chacune des filières, les objectifs devraient être relevés progressivement avec le concours des biocarburants issus de déchets ou de résidus puis avec les biocarburants avancés.

Pour cela, le gouvernement a engagé des actions pour la recherche sur les biocarburants de deuxième et troisième génération, privilégiée parallèlement aux filières actuelles.

2 - La dépense fiscale associée

La politique d'aide aux biocarburants s'appuie sur deux outils : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) et l'exonération partielle de taxe intérieure sur la consommation (TIC).

La TGAP est une taxe payée par les opérateurs pétroliers lorsqu'ils n'atteignent pas leurs objectifs d'incorporation. Il s'agit d'un outil très incitatif, les objectifs sont donc généralement atteints, sauf lorsque cela est techniquement impossible à ce jour, comme dans la filière essence. Le surcoût lié à la TGAP ou au prix des biocarburants (plus élevé que celui des carburants) est supporté par le consommateur. Les recettes associées à cette taxe qui s'élevaient à 25 M€ en 2007 atteignent 149 M€ en 2011.

L'exonération partielle de taxe intérieure sur la consommation (TIC) pour les biocarburants permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants par rapport aux carburants d'origine fossile. La défiscalisation est accordée pour une quantité limitée de biocarburants. Pour cela, les producteurs dispose d'agréments leur permettant de réduire la TIC de 8 €/hl pour l'éthanol et de 14 €/hl pour le biodiesel. Ces montants sont captés par les producteurs, ce qui leur a permis d'amortir leurs installations. Le consommateur n'en profite donc pas.

La loi de finances pour 2011 a prolongé ce dispositif, avec des niveaux d'exonération constants entre 2011 et 2013, mais inférieurs aux

montants des exonérations de 2010. La défiscalisation des biocarburants sera progressivement abaissée à partir de 2014 jusqu'à sa suppression fin 2015, comme le précise la feuille de route pour la transition écologique.

Les coûts de ces mesures sont fournis par les douanes. Ils sont détaillés dans le rapport de la Cour des comptes de 2012. Les principaux indicateurs permettant d'en évaluer les résultats sont les taux d'incorporation des biocarburants et les réductions d'émissions de GES. Les autres effets comme les impacts sur le secteur agroalimentaire en termes d'emplois ou les effets sur les prix agricoles sont suivis par le MAAF.

IV - La trajectoire française

A - Rappel des cibles pour le transport

La loi du 3 août 2009 dite loi Grenelle I fixe un objectif de réduction des émissions de GES du secteur des transports « *de 20 % d'ici à 2020* [par rapport à 2005]*, afin de les ramener à cette date au niveau qu'elles avaient atteint en 1990 »*, soit 119,5 MteqCO_2. Si l'objectif principal que s'est fixé la France dans le secteur des transports porte sur les émissions de GES, son atteinte sera notamment permise par des réductions des consommations d'énergie.

Concernant ces objectifs sectoriels, la conformité de la trajectoire de la France peut être évaluée au travers des indicateurs suivants :

Tableau n° 18 Trajectoire jusqu'en 2010 des indicateurs concernant le transport

Indicateur	Référence 2006 (sauf mention)	Cible	Résultat 2011 (sauf mention)
Consommation d'énergie	50 Mtep (40,8 Réf. 1990)	50 Mtep (Tonnage 2006)	50 Mtep
Part du transport collectif dans le transport intérieur terrestre de voyageurs	14,5%	> 14,5 %	16 %
Emissions moyennes des véhicules particuliers neufs immatriculés dans l'année	149,8 gCO_2/km	120 gCO_2/km en 2012	124 gCO_2/km
Part du fret non routier	14 % en 2005	25 % en 2022 (point d'étape: 15,75 % en 2012)	11,7 %
Part de marché du fret non routier à destination et en provenance des ports	23 %	46 % en 2015	23,1 % en 2010

Source : Conseil National du débat sur la transition énergétique, Groupe de travail n° 1 « Sobriété et efficacité énergétique »)

B - L'évolution de la consommation d'énergie

De 1990 à 2011 la consommation énergétique des transports est passée de 40,8 Mtep à 50 Mtep, avec une grande stabilité depuis les années 2000. Par contre, la proportion des transports par rapport aux autres secteurs de consommation énergétique a crû continûment comme le montre le graphe ci-dessous. Il est ainsi clairement démontré que les progrès en termes de sobriété énergétique ont été nettement moins significatifs que dans les autres secteurs d'activités.

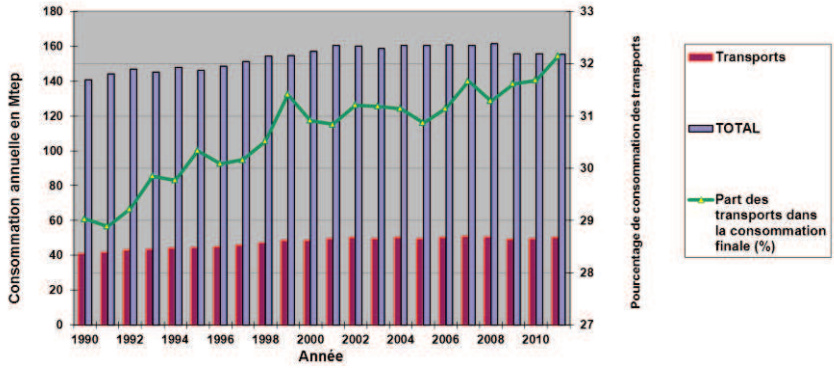


Figure 35. Evolution de la consommation énergétique finale des transports. Le total, utilisé aussi pour le pourcentage, est hors secteur de l'énergie. Les données sont corrigées du climat. L'électricité consommée est comptabilisée selon la méthode du "contenu énergétique à la consommation", avec le coefficient 0,086 tep/MWh (Cour des comptes, d'après les données du SOEs, année 2002 corrigée pour la sidérurgie)

C - La route est le plus grand émetteur de gaz à effet de serre

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES. Ils représentent plus de 138 MteqCO_2 en 2011 soit près de 27 % des émissions nationales à eux seuls. Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+21 %), les émissions du secteur des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont maintenues à un niveau stable depuis cette date.

En ce qui concerne les émissions directes liées à la combustion du secteur des transports, le transport routier en représentait en 2011 près de 94,8 %, le transport aérien domestique 3,6 %, le transport fluvial et maritime domestique 1,1 % et le transport ferré 0,4 %, tout comme le transport par oléoduc.

En 2010, les véhicules particuliers ont représenté 58 % des émissions du secteur du transport routier en métropole, les véhicules utilitaires 18 %, les poids lourds utilisés pour le transport de marchandises 20 %, les bus et car 2 % et les deux roues motorisés 1,2 %.

D - L'atténuation des émissions de GES dans les transports est insuffisante pour atteindre les objectifs de la loi

Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+21 %), les émissions du secteur des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont maintenues à un niveau stable depuis. En 2010, la réduction de GES est de -5,6 %, tous transports confondus, par rapport à l'année de référence 2005. Le transport routier a réduit ses émissions de GES de 6 % alors que les autres modes de transports ont augmenté de 2,8 % (le secteur aérien augmentant de 14 % alors que le maritime et le fluvial ont baissé de plus de 20 %).

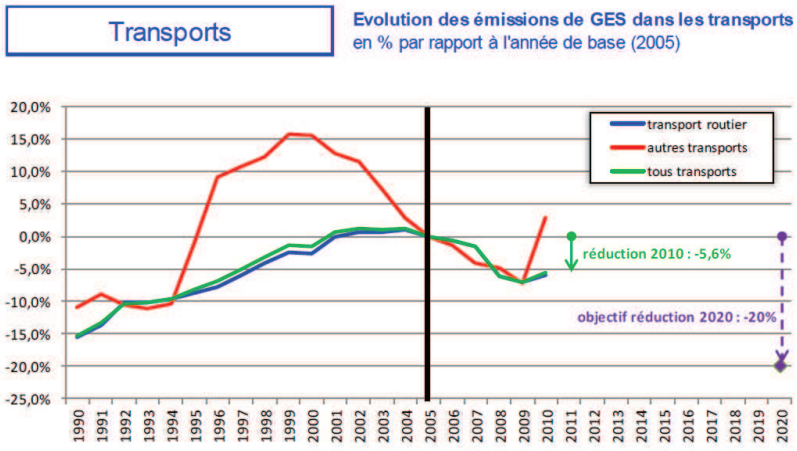


Figure 36. Evolution des émissions de GES dans les transports. Source : CITEPA SECTEN Inventaires 2012,

En ce qui concerne le CO_2, il est utile de reprendre les données totales depuis 1990 d'émission de CO_2 du dernier inventaire du CITEPA en ce qui concerne le trafic routier et de les comparer à l'intensité d'émission, c'est-à-dire le rapport des émissions au PIB (en monnaie constante). C'est ce qui est reporté dans le graphe de la figure ci-dessous. Toutes les données y sont normalisées aux valeurs de l'année 1990.

Alors que les émissions totales de CO_2 croissent jusqu'en 2000 pour ensuite baisser puis se stabiliser à 10 % au-dessus de la valeur de 1990, on note la baisse de l'intensité d'émission (par rapport au PIB) à partir du milieu des années 90 et la stagnation à partir de 2008 à 80 % de

la valeur de 1990. La figure reporte aussi les émissions par km parcouru, respectivement pour les voyageurs et pour le fret.

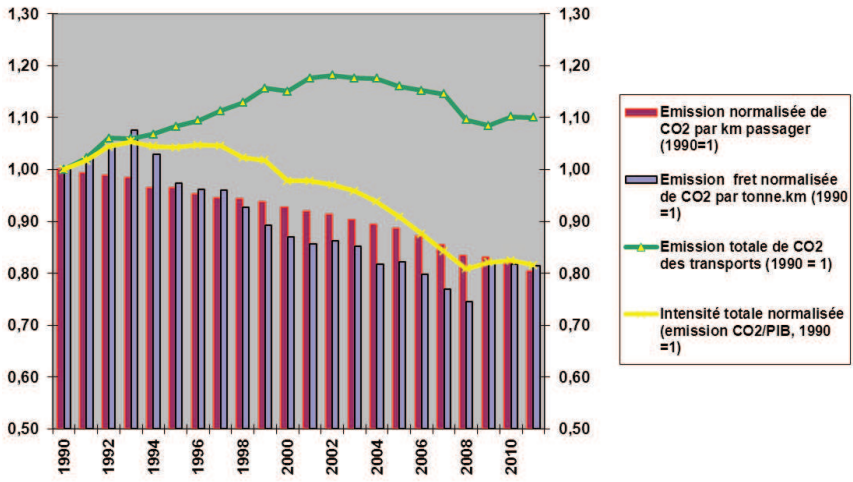


Figure 37. Evolution des émissions de CO2 provenant du transport routier, normalisé à l'année 1990 (Cour des comptes d'après les données du CITEPA de mars 2013).

Tandis que les émissions pour le transport routier des voyageurs baissent continûment au km parcouru, il n'en n'est pas de même pour le fret routier dont l'intensité remonte à partir de 2008. Cette rupture coïncide aussi avec une forte chute du trafic fret, à une valeur aussi égale à 80 % de celle de 1990.

Les mêmes données, sont reproduites ci-dessous normalisées à l'année 2005, référence pour les directives européennes et pour la loi Grenelle I en matière de transports, avec la cible de réduction des émissions du secteur de 20 % d'ici 2020 par rapport à 2005, afin de revenir au niveau de 1990.

Les progrès sur le transport routier passager peuvent être rapprochés de la baisse des émissions des voitures neuves, avec une accélération de ces baisses à partir de 2007, année d'introduction du bonus-malus, comme le montre le graphe ci-dessous.

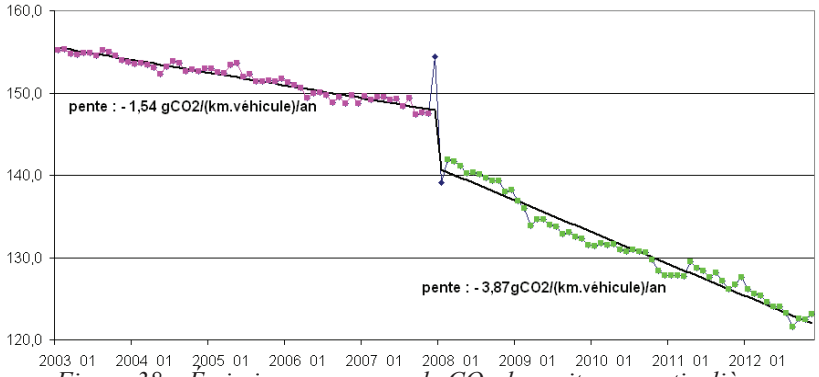


Figure 38. Émissions moyennes de CO_2 des voitures particulières neuves (g/km). Données corrigées des variations saisonnières. Source : rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), mars 2013

Les progrès les plus sensibles ont concerné les voitures particulières qui ont modéré leurs émissions unitaires en partie par la part grandissante prise par le diesel, moins émetteur de CO_2 au km, puis par les véhicules lourds grâce à une optimisation des transports ; par contre les émissions des véhicules utilitaires ont augmenté du fait à la fois de la croissance du trafic (+50 % entre 1990 et 2010) et du faible progrès de la consommation unitaire.

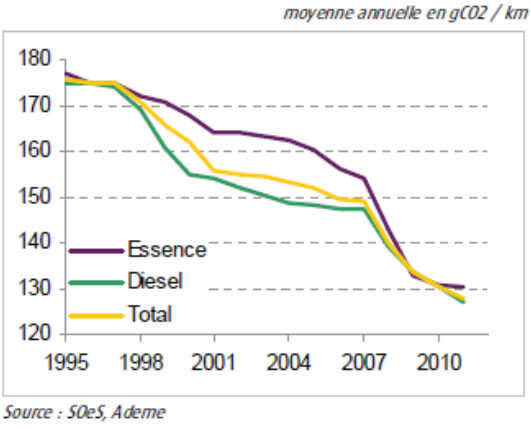


Figure 39. Émissions de CO_2 selon le véhicule et la motorisation (Source « Le facteur 4 en France », Rapport du CGEDD, mars 2013)

Entre 2005 et 2012, les émissions du secteur ont baissé de 0,82 % en moyenne par an. À titre de comparaison :

- pour atteindre l'objectif de -20 % en 2020, les émissions devraient diminuer avec un taux moyen par an de -1,1 % jusqu'en 2020 ;
- dans le cadre d'une trajectoire menant à une division par 4 des émissions de GES en 2050 relativement à 1990 pour l'ensemble des secteurs, le Comité présidé par M. de Perthuis « *trajectoires 2020 - 2050 vers une économie sobre en carbone* » a estimé que les émissions du secteur des transports en France devraient baisser de 65 % entre 1990 et 2050, soit un taux de réduction de 2,7 % en moyenne par an jusqu'en 2050 par rapport au niveau enregistré en 2005.

En 2011, la consommation énergétique dans les transports a produit 132,5 MteqCO_2, pour une cible de 119,5 à atteindre en 2020.

E - Respect des directives du PEC mais pas des engagements nationaux

La Cour avait, dans son rapport de janvier 2012, montré l'impossibilité d'atteindre les cibles nationales d'incorporation (cf. Figure 34) et publiait les incorporations réalisées :

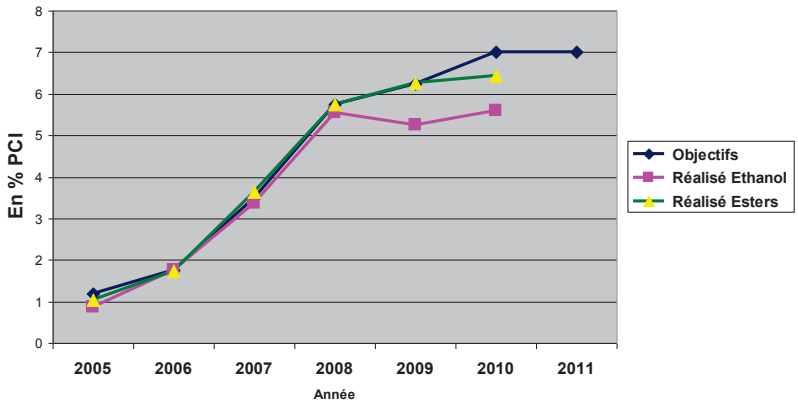


Figure 40. Chiffres des incorporations 2005 à 2010 pour l'éthanol et le biodiesel (Source : Cour des comptes, 2012)

En 2011 et 2012, les incorporations sont restées stables, le biodiesel atteignant presque sa cible de 7 % en comptant le biodiesel consommé par la SNCF (sans en tenir compte au dénominateur) et appliquant la règle du double comptage pour les huiles issues des déchets (équarrissage et huiles usagées).

F - La sobriété des véhicules constituera la part majeure de réduction du CO_2 en 2020

Afin de disposer d'un outil d'aide à la décision, le MEDDE a développé un outil de quantification des réductions d'émissions de GES permettant une évaluation de l'impact des principales politiques et mesures de manière individuelle, outil appelé SceGES pour "scénarisation des émissions de GES".

Le « module transport » traite de tous les types de transport : transport routier, transport aérien, transport ferroviaire et transport fluvial. Le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de mars 2013 explicite les détails des modèles et produit les émissions évitées grâce à chacune des mesures exposées plus haut. Ci-dessous sont reportées celles ayant trait aux transports :

Tableau n° 19 Estimation de l'impact en 2020 des mesures pour le transport

Mesures	**MteqCO_2 évitées**		**% du total évité**
	Estimation basse	Estimation haute	
Sobriété des voitures neuves	9,20	9,20	18 %
Véhicules électriques et hybrides	1,90	2,10	4 %
Eco-taxe poids lourds	0,26	0,60	1 %
Climatisation des automobiles	0,55	0,55	1 %
Total secteur transports	***11,91***	***12,45***	***24 %***
Total des mesures individuelles chiffrées tous secteurs (RMS 2013)	**51,35**	**52,08**	
Rappel : Emission de GES du seul secteur transport en 2011 (*routier*)	**132 (*125*)**		

Source : RMS, mars 2013

En 2020, l'impact est faible puisque les émissions évitées seraient de l'ordre de 12 MteqCO_2 sur un total de 138 en 2011 pour les transports, soit moins de 9 %. Ces chiffres déjà faibles peuvent aussi être mis en

doute car la mesure la plus efficace, la sobriété des voitures neuves, est de plus entachée d'une déviation croissante de la consommation avancée par les constructeurs par rapport à la réalité observée.

Ces estimations doivent encore être tempérées en ce qui concerne les objectifs 2020 car certaines des mesures telles que les constructions de nouvelles infrastructures de transport sont génératrices d'une augmentation transitoire d'émission de CO_2. Ces émissions apparaissent non dans les transports mais dans le secteur industriel.

G - Des résultats mitigés sur les changements de comportement

Les changements de comportements des voyageurs et des entreprises sont également des objectifs poursuivis par les mesures de politique des transports mises en place par l'État et les collectivités territoriales.

1 - Des cibles non atteintes pour le transfert modal du fret

La part modale du non-routier et du non-aérien dans le transport de fret est de 11,7 % en 2011, loin des objectifs de 15,75 % en 2012 et de 25 % en 2022 fixés par la loi Grenelle I. Les résultats 2012 ne montrent pas de progrès.

Tableau n° 20 : Transports intérieurs terrestres par mode

Niveaux en milliards de t-km, évolutions en %

	2010	2011	2012	2012/ 2011
Transport ferroviaire	**30,0**	**34,2**	**32,2**	**-5,9**
hors transit	*28,3*	*32,0*	*29,1*	*-9,1*
dont national	*22,6*	*25,4*	*21,8*	*-14,0*
Transport routier	**311,6**	**315,9**	**302,2**	**-4,3**
Pavillon français	**196,3**	**200,5**	**187,5**	**-6,5**
National (PTAC>3,5t)	164,4	168,3	155,2	-7,8
Compte propre	*29,9*	*32,2*	*29,2*	*-9,3*
Compte d'autrui	*134,5*	*136,1*	*126,1*	*-7,4*
International (PTAC>3,5t)	10,0	9,7	9,3	-4,5
National (PTAC<3,5t)	21,9	22,5	22,9	2,0
Transit	0,1	0,1	0,1	0,0
Pavillon étranger	**115,2**	**115,4**	**114,7**	**-0,6**
Transit	53,9	53,5	53,2	-0,5
International	55,1	55,7	55,4	-0,5
Cabotage	6,2	6,3	6,1	-2,1
Transport fluvial	**8,1**	**7,9**	**7,7**	**-1,6**
dont national	*5,0*	*5,0*	*4,9*	*-2,9*
TOTAL	**349,6**	**358,0**	**342,1**	**-4,4**
national	***220,1***	***227,4***	***211,0***	***-7,2***
international	***129,4***	***130,4***	***131,0***	***0,4***
Oléoducs	*17,6*	*17,2*	*15,5*	*-9,9*
TOTAL yc Oléoducs	***367,2***	***375,2***	***357,6***	***-4,7***

Source : SOeS, VNF, DGEC

Source : Comptes de transports en 2012

Le tableau ci-dessus montre le fret terrestre baisse qu'en 2012 (de 7,4 % après une croissance de 3,4 %) et retrouve un niveau comparable à celui de 2009. Tous les modes de transport sont en forte baisse : ferroviaire (-13,9 %), routier (-6,6 %), oléoducs (- 9,9 %). Le transport fluvial résiste mieux grâce à des reconstitutions de stocks de charbons dans des centrales électriques thermiques (- 2,9 %). La baisse du fret national terrestre est plus importante que la baisse d'activités des branches utilisant le transport, agriculture, industrie, commerce, construction (- 0,7 %).

Un engagement national pour le fret ferroviaire lancé en septembre 2009 comportait huit axes pour redynamiser le fret ferroviaire : créer un réseau orienté fret, créer un réseau d'autoroutes ferroviaires cadencées, aider au développement du transport combiné, développer les opérateurs ferroviaires de proximité, développer le fret ferroviaire à grande vitesse

entre les aéroports, supprimer les goulets d'étranglement sur les principaux points de congestion du réseau ferré national, améliorer la desserte ferroviaire des grands ports français, moderniser la gestion des sillons. Les actions spécifiques pour le fret ferroviaire se poursuivent.

Le transfert du fret a été un échec jusqu'à présent. Les mesures n'étant pas différentes de celles du passé, la situation n'a pas plus de chance d'évoluer favorablement.

2 - Des cibles de transports collectifs pour le transport voyageur

Pour les transports de voyageurs, l'État s'est fixé l'objectif de porter la part modale des transports collectifs à 17 % de l'ensemble des déplacements en ville. Un ajustement de séries a été rendu nécessaire en raison de nouvelles sources de données disponibles, afin qu'elles continuent de refléter au mieux la réalité à estimer. Le résultat de l'année 2011 chiffre à 16% la part modale des transports collectifs. Les prévisions pour 2012, en absence de résultats définitifs, évaluent provisoirement à 16,5 % la part modale des transports collectifs. L'évolution de la part d'usage des transports en commun est bien orientée. Le transport collectif a augmenté de 0,8 % en 2010 et de 3,3 % en 2011.

Les communes ou leurs groupements qui sont les autorités organisatrices de transport urbain disposent de deux outils privilégiés pour mesurer l'évolution des parts modales dans les villes : les enquêtes ménages déplacement (EMD) et l'évaluation des plans de déplacements urbains (PDU). Au milieu des années 2000, les EMD de Lille et Lyon ont mis en évidence une diminution de la mobilité et de la part modale de la voiture et cette tendance a été confirmée par la suite dans certaines agglomérations (Nice, Strasbourg) et d'autres connaissant une relative stabilité (Bordeaux, Rouen, Reims).

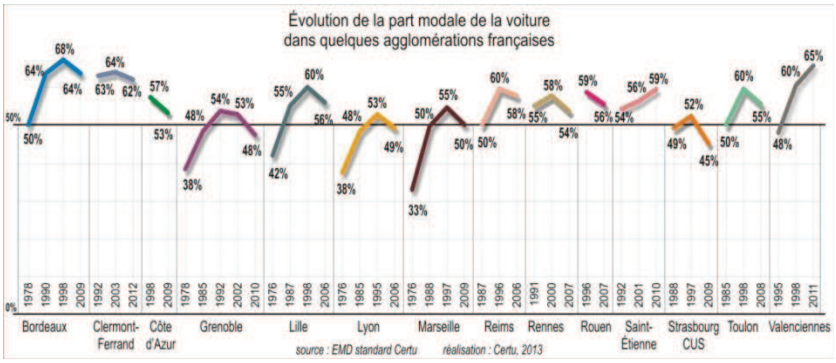


Figure 41. Evolution de la part modale de la voiture dans quelques aglomérations (Source : DGEC)

H - Le SNIT : désormais retardé et hiérarchisé, il a un effet négligeable en GES évité malgré un coût total de 245 Md€

Le Schéma National des Infrastructures de Transport (SNIT) qui a fait l'objet d'un réexamen par la Commission Mobilité 21 prévoyait à l'horizon 2030 :

- l'extension du réseau routier à caractéristique autoroutière d'environ 1570 km ;
- le développement du réseau ferroviaire à grande vitesse de 4250 km ;
- le développement du réseau fluvial à grand gabarit de 360 km ;
- la mise en services d'autoroutes ferroviaires et maritimes ;
- l'augmentation de la vitesse commerciale des trains de fret de 20 % par rapport à celle constatée en 2010 sur le réseau orienté fret principal.

Le nouveau schéma n'étant pas encore complètement décidé, l'évaluation menée ici repose sur le projet de SNIT élaboré précédemment. Les principaux résultats de l'évaluation à l'horizon 2030 tels que détaillés dans le rapport sur les mécanismes de surveillance de mars 2013, sont portés dans le tableau suivant :

Tableau n° 21 Evaluation du schéma national des infrastructures de transport (SNIT) à l'horizon 2030

Critères	Schéma SNIT
Rééquilibrage des parts modales	20 % de fret non-routier (contre 18 % en référence) Un peu plus de 30 % de voyageurs non-routiers et non-aériens (gain de 3 % de part de marché par rapport à la référence) Transferts modaux : route : 6 G voy.km et 1 G PL.km aérien : 5 G voy.km
Réduction des émissions de CO_2 des transports	2 à 3 Mt CO_2 annuelles en 2030 (100 à 150 MtCO_2 en cumulé sur 50 ans)
Qualité du service rendu par les réseaux	vitesse ferroviaire moyenne : +10 % en voyageurs et +2 % pour le fret

Source : Rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) 2013

La simulation réalisée par le CGDD[50] indique pour les trafics interurbains une économie d'un peu plus de 2 $MtCO_2$ par an à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence à horizon 2030. L'évolution des émissions unitaires retenue dans cette évaluation s'appuie sur des analyses prospectives par secteur :

- pour les véhicules particuliers (VP), l'hypothèse retenue est cohérente avec l'objectif fixé par la loi Grenelle du 3 août 2009 (120 gCO_2/km en 2020 pour l'ensemble du parc) et avec l'objectif indicatif de l'UE de 95 gCO_2/km pour les VP neufs à l'horizon 2020. Les émissions des VP pour 2030 ont donc été fixées à 100 grammes de CO_2 par véhicule.kilomètre (veh.km) pour l'ensemble du parc VP (soit une baisse supérieure à 2 %/an alors que la tendance historique est une baisse de l'ordre de 1 %/an) ;
- pour les poids lourds, contraints par le poids de leur chargement, les émissions unitaires sont supposées décroître au même rythme que celui constaté dans le passé, soit -0,4 %/an ;
- pour le transport aérien, les émissions unitaires aériennes en 2030 sont supposées de l'ordre de 90 gCO_2/pass.km, correspondant à une baisse de 30 % par rapport à aujourd'hui.

Il a été estimé l'économie globale de CO_2 due aux projets ferroviaires inscrits SNIT à un peu plus de 100 Mt sur 50 ans. Ce montant est à comparer aux émissions associées à la construction de l'ensemble des infrastructures correspondantes, évaluées à environ 30 à 50 $MtCO_2$. En moyenne, le bilan carbone net de ces infrastructures nouvelles deviendrait donc positif après une quinzaine d'années d'exploitation. L'impact des projets ferroviaires inscrits au SNIT sur les émissions de GES apparaît relativement bas.

En 2012, l'émission liée aux trafics de marchandises et de voyageurs est estimé à de l'ordre de 60 $MtCO_2$; en 2030, en prenant en compte la croissance du trafic mais en laissant tous les autres paramètres inchangés, elle dépasserait 90 $MtCO_2$; le progrès technologique (la baisse des émissions unitaires) permettrait d'abaisser cette émission d'environ 23 Mt et le SNIT d'environ 2 Mt.

[50] Rapport environnemental – SNIT – 18 février 2011 – Avant-projet consolidé.

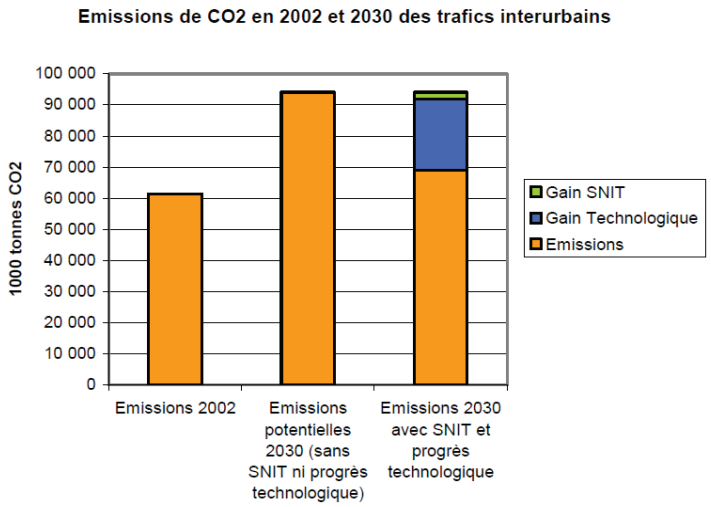


Figure 42. Trajectoire prévisionnelle des émissions de CO_2 en 2020 et 2030 et origine des gains en CO_2 des trafics interurbains

Le gain en CO_2 évité généré par le SNIT est donc globalement extrapolé en ordre de grandeur à une centaine de millions de tonnes sur 50 ans. Le champ couvert par cette estimation issue des études de projets suffisamment avancés est cependant partiel, et ne comprend pas les LGV que le CNIT prévoyait de lancer après 2020. Un redressement simplement proportionnel au prorata des linéaires donnerait 1,5 à 2 $MtCO_2$ d'économies supplémentaires par an. Mais il faut tenir compte du fait que ces LGV auront tendance à avoir des trafics moindres que les premières, et que les émissions unitaires des véhicules seront moindres au moment de leur mise en service, celle-ci étant plus éloignée.

Le CGDD retient donc l'ordre de grandeur indicatif de 1 $MtCO_2$ d'économies annuelles supplémentaires. L'exploitation des études des projets fournit donc une estimation globale de 150 $MtCO_2$ évités sur la durée conventionnelle de 50 ans utilisée pour l'étude des projets.

Un réexamen des affectations des dépenses à l'occasion du DPT 2014 sur la lutte contre le changement climatique, cache une rupture méthodologique dans l'affectation des dépenses à la politique pour le climat. En effet, prenant conscience des faibles retombées environnementales de la programmation sur les transports, au lieu de retenir une part forfaitaire de 50% des dépenses de fonctionnement et des infrastructures de transport, le calcul part désormais de la quantité d'émission évitée de GES et de leur valorisation en utilisant la valeur tutélaire du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Cette nouvelle

méthode conduit à pratiquement diviser par dix, par rapport aux estimations précédentes, le coût affecté au PEC de la politique des transports : ainsi, pour les dépenses correspondant au développement de nouvelles infrastructures, les parts climat retenues sont désormais de 8 % pour le fer, 5 % pour le fluvial et maritime, 1,5 % pour les transports collectifs et 0 % pour les infrastructures routières et aéroportuaires

V - Des coûts peu maîtrisés

A - Le bonus-malus automobile n'est pas équilibré

Créé en 2008, le compte de concours financiers (CCF) utilisé comme support budgétaire de la mission a été remplacé en 2012 par un compte d'affectation spéciale (CAS) en vue de retrouver l'équilibre financier initialement prévu par le législateur. Ce compte est alimenté par le produit du malus appliqué lors de la première immatriculation des véhicules les plus polluants.

Depuis la création du dispositif en 2008, le montant des dépenses exécutées s'est révélé beaucoup plus élevé que celui prévu initialement, alors que le niveau des recettes, au contraire, a été nettement en retrait par rapport à celui espéré, révélant ainsi un déséquilibre structurel du dispositif. Dès lors, le dispositif a généré entre 2008 et 2011 un déficit cumulé de 1,46 Md€.

En 2012, pour la première fois depuis sa création, le dispositif apparaît équilibré financièrement, alors même qu'il existait 27 M€ d'impayés à la fin de l'année 2011. Les dépenses ont représenté au travers des deux programmes, le « bonus » et le « super bonus », un montant de 229,6 M€ en 2012, soit 1,9 % de moins que les crédits ouverts en loi de finances initiale. La réalisation des recettes s'élève pour sa part à 230,4 M€, soit en retrait de 1,5 % par rapport à la LFI.

Le dispositif créé pour cinq ans devait prendre fin en 2012. La prolongation du dispositif d'aide à l'acquisition de véhicules propres s'inscrit en 2013 dans le cadre du plan de soutien au secteur automobile. Au 1er août 2012, le barème des bonus a été revalorisé. Compte tenu du délai de remboursement des bonus, ce changement du dispositif n'a eu que très peu d'impact sur la dépense 2012.

Un montant de 226 M€ consommé par le programme 791 en 2012 a été dédié au paiement des bonus (204 M€) et des frais de gestion de l'ASP (1 M€), laissant un solde de trésorerie positif (21 M€) à l'ASP. Cette trésorerie a pour vocation de couvrir les dépenses de début 2013 qui

seront constituées majoritairement des paiements de bonus de 2012, le traitement d'une partie des dossiers ayant été reporté en 2013.

Toutefois, la loi de finances pour 2013 prévoit d'ores et déjà un déficit de 50 M€ pour 2013, soit 12,4% du montant des crédits. Ce déficit sera financé par un versement devant avoir lieu directement depuis le programme 174 vers l'ASP. Le CAS ne sera donc pas formellement déficitaire, mais le dispositif le sera, contrevenant en cela à l'esprit dans lequel il a été créé.

B - L'aide aux biocarburants

La politique d'aide aux biocarburants a été étudiée de manière très détaillée dans le rapport d'évaluation de la Cours des comptes de janvier 2012. L'évaluation avait montré que l'État avait supporté le programme biocarburant avec un total d'exonération fiscale de 2,7 Md€ sur la période 2005-2010.

Enfin la Cour avait fait un bilan du coût pour l'État de cette aide aux biocarburants à travers l'exonération partielle de TICE et ce que cela coutait aussi aux consommateurs. Elle notait ainsi que sur la période de référence 2005- 2010) le cumul de réduction de TICE avait été de 1,8 Md€ pour la filière biodiesel et de 0,85 Md€ pour la filière éthanol, soit au total 2,65 Md€. La Cour recommandait entre autres de redéfinir, de façon réaliste, les cibles d'incorporation des biocarburants afin qu'elles soient adaptées aux contraintes techniques aussi bien de la distribution (adaptation des réseaux) que des motoristes. Elle recommandait aussi d'accélérer la réduction de la défiscalisation TIC, tout en maintenant l'écart existant entre la filière biodiesel et la filière éthanol jusqu'à l'extinction de la défiscalisation, qu'il conviendrait d'envisager sans nouvel agrément pour 2015.

La Cour avait aussi déterminé que l'État n'avait en fait eu à supporter qu'un manque à gagner de 0,8 Md€ du fait de rentrées supplémentaires de taxes provenant de la consommation plus élevée des biocarburants réglés par les consommateurs à leur insu.

Sur la même période, les deux filières, biodiesel et éthanol, avaient bénéficié d'aides totalisant 2,6 Md€, dont les 2/3 sont allés à la filière biodiesel.

Alors que la Cour avait recommandé de ne pas renouveler les agréments, comme indiqué plus haut (page 156), ceux-ci ont été prolongés jusqu'en 2015.

Le tableau suivant qui explicite le total des exonérations pour l'ensemble des deux filières reprend les données de la Cour des comptes de 2005 à 2010 et pour 2011 à 2013 celles de l'annexe "Voies et moyens, Tome II dépenses fiscales" du PLF 2013 :

Tableau n° 22 Dépense fiscale correspondante à l'exonération de TICE pour les biocarburants

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dépense fiscale (M€)	152	259	500	719	521	445	270	250	250
Cumul	152	411	911	1631	2152	2597	2867	3117	3367

(Cour des comptes pour 2005 à 2010, PLF 2013 pour 2011 à 2013)

C - Le SNIT

Dans son référé sur l'impact budgétaire et fiscal du Grenelle de l'environnement de novembre 2011, la Cour indiquait aussi que sur la période 2008-2013, les coûts bruts du Grenelle de l'environnement avaient été estimés à 135,3 Md€ et que la part des transports y étaient de 16 Md€. Elle estimait qu'entre 2009 et 2011, les crédits de paiements mobilisés ne permettaient couvrir que 15 %, les engagements pris dans le domaine des transports. À la fin de l'année 2011, les restes à payer liés au volet transport du Grenelle s'établissaient à 5,18 Md€[51].

Le décaissement des crédits de paiement est cependant étalé dans le temps par le recours aux contrats de concession et de partenariat, les derniers paiements ne devant intervenir qu'en 2036. Les décaissements les plus importants pour couvrir les engagements pris pour la période 2009-2011 se feraient entre 2018 et 2020, à hauteur de 424 M€. Or, la seule éco-redevance poids lourds devrait contribuer au financement de l'Agence de Financement des Infrastructures de Transport (AFITF) à hauteur de 900 M€ par an.

Le référé considérait que si les dépenses engagées dans le cadre du Grenelle étaient, à l'époque, proportionnées à la nouvelle recette affectée à l'AFITF si celle-ci est bien mise en œuvre, ces engagements financiers n'étaient pas suffisants pour respecter l'engagement de lancer 2 000 km de LGV avant 2020 et 2 500 km supplémentaires au-delà.

[51] Sur l'ensemble du Grenelle, les « restes à payer » représentent 5,9 Md€. L'AFITF fait, quant à elle, face à des restes à payer d'un montant de 15,3 Md€ à la fin de l'année 2011.

La Cour notait qu'un programme comme le SNIT « *aurait un coût de 260 Md€, dont 166 Md€ de développement, sur 25 ans. Près de 86 Md€, soit 32,8 %, seraient à la charge de l'État et 97 Md€, soit 37,2 %, à celle des collectivités territoriales. Ce programme aurait donc un coût annuel moyen pour l'État de 3,4 Md€, alors que le gouvernement estime que l'AFITF devrait disposer de 2 Md€ de ressources annuelles, lorsque l'éco-redevance poids lourds sera mise en œuvre. Ce schéma n'est donc pas soutenable budgétairement*. »

Le SNIT nécessiterait un investissement à hauteur de 245 Md€ sur 25 ans. Ce schéma n'étant plus compatible avec l'objectif de retour à l'équilibre des finances publiques, le gouvernement a mis en place une Commission Mobilité 2 pour hiérarchiser les grandes infrastructures. Les résultats des travaux de cette commission, publiés en juin 2013, devront servir à l'élaboration d'un nouveau schéma national de mobilité durable. Le rapport hiérarchise les projets en deux scénarios tous deux financièrement contraints 1) aux rentrées prévus de l'AFIT et 2) à un supplément annuel de l'État de 400 M€. La plupart des projets dont les lignes ferroviaires rapides, sauf peut-être la LGV Bordeaux-Toulouse, sont reportées à au-delà 2030.

D - Les projets d'infrastructures feront désormais l'objet d'une évaluation encadrée et rénovée

Dans ce domaine, la référence est l'instruction-cadre du ministère des transports relative à l'évaluation économique des grands projets d'infrastructure de transport du 25 mars 2004 (mise à jour le 27 mai 2005), qui prévoit la réalisation d'un bilan socio-économique global, prenant en compte les coûts et les bénéfices de tous les acteurs et secteurs de la collectivité.

Sur ce point, il convient de noter qu'un nouveau référentiel d'évaluation des projets de transport est en préparation. L'objectif du nouveau référentiel est de proposer une méthode d'évaluation des projets de transports allant vers une prise en compte du développement durable. Il permet d'appliquer les dispositions des articles L1511-1 à L1511-6 du Code des transports. Il propose une démarche multicritères pour prendre en compte les effets sociaux, économiques et environnementaux en s'appuyant notamment sur les résultats des évaluations environnementales. L'interaction entre l'élaboration et l'évaluation des projets s'en trouve améliorée. Les effets sociaux et redistributifs des projets seront mieux pris en compte.

L'évaluation s'articule autour d'une analyse stratégique et d'une analyse multicritères non pondérée des effets attendus des options et

variantes de projet par rapport à une option de référence. Une synthèse de l'évaluation est établie avant chaque concertation ou consultation.

VI - Investissement d'avenir et autres programmes de recherche

A - Des dispositifs de recherche diversifiés

Les dispositifs de recherche existants portant sur la réduction des GES dans le domaine des transports, l'efficacité énergétique de façon générale et l'utilisation des énergies renouvelables reposent essentiellement sur des programmes d'investissements d'avenir dont la gestion a été confiée à l'ADEME et à l'ANR, ainsi que sur les autres financements de ces deux agences, le financement des opérateurs de recherche dans le cadre de leurs contrats d'objectif (CEA, CNRS, IFP, IFSTTAR,...) et ceux du Fonds unique interministériel (FUI) et des autres fonds dont la mobilisation est coordonnée dans le cadre du PREDIT.

B - Programme « Investissements d'avenir » (PIA)

Lancé en décembre 2009, le programme d'investissements consacre environ 35 Md€ à la formation, à l'enseignement supérieur, à la recherche, aux filières industrielles, aux PME, au numérique et au développement durable. L'État a notamment confié à l'ADEME le programme « véhicules du futur » doté de 950 M€. Sur la base des feuilles de routes thématiques, l'ADEME a lancé des appels à manifestations d'intérêt (AMI) pour participer à leur financement (sous formes de subventions, d'avances remboursables ou d'interventions en capital) dans un objectif systématique de retours financiers pour l'État.

1 - Programme « Véhicules du futur »

Les appels à manifestation d'intérêt (AMI) s'inscrivent dans une optique de réduction des GES et d'efficacité énergétique dans le domaine en recherchant notamment des innovations dans les domaines suivants :

	• Véhicules routiers et systèmes de transports (700 M€): - électrification partielle (hybride et hybride rechargeable) ou totale (véhicules électriques) de la chaîne de traction, - développement et le déploiement de nouveaux concepts, de composants efficaces pour la motorisation et les auxiliaires dédiés, - mise en œuvre d'architectures visant un allègement important des véhicules, - optimisation des motorisations thermiques (moteurs à combustion interne, systèmes de post-traitement, utilisation de carburants dits alternatifs …) - développement d'applications liées à l'hydrogène énergie et/ou aux piles à combustible, - optimisation des systèmes de mobilité et logistique (notamment expérimentations de services alternatifs à la voiture particulière ou au transport routier de marchandises)
	• Navires et bateaux (100 M€): - réduction de la résistance à l'avancement - amélioration de la fonction de propulsion - intégration d'énergies renouvelables (notamment GNL)
	• Transports ferroviaires (150 M€): - optimisation des motorisations et des fonctions consommatrices d'énergie - allégements de matériaux

2 - Programme « démonstrateurs et plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte »

De manière complémentaire au programme Véhicule du futur, le programme « démonstrateurs et plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte » traite la problématique des biocarburants. L'AMI 2011 « biocarburants avancés » est destiné à contribuer à rendre la production des biocarburants avancés (liquides ou gazeux) opérationnelle et compétitive commercialement à l'horizon 2020 et à plus long terme.

3 - Instituts d'excellence en matière d'énergies décarbonées (IEED)

1 Md€ est consacré à ce programme de soutien à la création de plates-formes interdisciplinaires dans le domaine des énergies décarbonées, rassemblant les compétences de l'industrie et de la recherche publique dans une logique de co-investissement public-privé, dans le but de renforcer les écosystèmes constitués par les pôles de

compétitivité. Dans le cadre du 2ème appel à projet, le dossier de Vedecom à Satory, dans le domaine des transports terrestres et de l'écomobilité, est un partenariat public-privé qui bénéficiera d'une dotation de 54,1 M€ de l'État.

4 - Les Labex, Idex et Equipex financés par l'ANR

Plusieurs projets retenus dans les secteurs de l'énergie, de l'informatique et de l'environnement inclus un volet efficacité énergétique des transports. À titre d'exemple, peuvent être cités les labex FuturUrbains, et le labex UCN@Sophia qui inclut des expérimentations d'utilisation de services numériques pour le développement des transports intelligents.

5 - Le programme de l'ANR : Transports, durables et mobilités (TDM)

Le programme **TDM 2013 de l'ANR** s'inscrit dans la vision du « véhicule décarbonné ». Il est dédié à des recherches sur les briques élémentaires nécessaires aux avancées technologiques dans les transports, ainsi qu'aux interfaces et dispositions organisationnelles permettant de les arranger en systèmes. TDM s'articule avec le PREDIT 4 et se veut complémentaire du PIA Véhicule du futur qui a un rôle « intégrateur ».

Les objectifs du programme TDM sont, entre autres, d'augmenter l'efficacité énergétique des véhicules et des systèmes de transport et de réduire leurs impacts sur l'environnement en termes de gaz à effet de serre et de polluants locaux. Les impacts environnementaux attendus se situent en termes d'efficacité énergétique et d'émission de polluants.

6 - Le PREDIT 4 et le GO1

Le Predit est un programme de coordination des politiques de recherche et d'innovation sur les transports terrestres entre les trois ministères chargés du développement durable (MEDDE, MinEIE et MESR) et trois agences (ANR, ADEME et OSEO). Lancé en mai 2008, le Predit 4 a fait l'objet d'un protocole d'accord qui porte sur la coordination de 400 M€ de crédits incitatifs.

Le groupe opérationnel 1 « Énergie et Environnement » a pour thématiques principales de recherche : le développement des m**otorisations décarbonnées, l'amélioration des performances énergétiques et environnementales des moteurs thermiques, l'analyse et la réduction de la pollution de l'air à l'échelle locale et régionale,**

du bruit, des impacts sur les écosystèmes et les paysages des transports terrestres. L'objectif principal du GO1 est « d'apporter des briques pour le développement des véhicules à très hautes performances énergétiques et environnementales. ». Le GO1 a financé 421 projets (154 M€ d'aides incitatives) de 2008 à 2012.

7 - Fonds Unique Interministériel (FUI)

Pour sa part, le Fonds Unique Interministériel (FUI) est un programme destiné à soutenir la recherche appliquée, pour aider au développement de nouveaux produits et services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme. Il permet de financer les projets de recherche et développements collaboratifs (grandes entreprises, PME, laboratoires) des pôles de compétitivité.

8 - Financements des programmes 172 et 190

Les opérateurs de recherche de l'État disposent également de financement au titre de leurs contrats d'objectif, notamment par les programmes 172 (recherches scientifiques et technologiques pluridisciplinaires) et 190 (recherches dans les domaines de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables). Par exemple, le contrat d'objectif et de performance entre l'État et l'IFP « Énergies nouvelles 2011-2015 » cible notamment le soutien de développements des technologies de conversion de la biomasse en carburants de deuxième et troisième génération, et la mise au point de motorisations à faibles émissions de CO_2. Le contrat d'objectifs et de performance État-CEA couvrant la période 2011-2013 traduit la montée en puissance des recherches sur les procédés de stockage de l'énergie (batterie pour véhicules, piles à combustibles).

9 - Aide au déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables

Le déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables constitue une opportunité économique et environnementale pour la France. Le plan national de déploiement de cette filière, renforcé dans le cadre du plan automobile présenté le 25 juillet 2012, prévoit la mise en circulation de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables d'ici à 2020.

Le dispositif d'aide à l'acquisition des véhicules les plus respectueux de l'environnement a également été étendu aux administrations de l'État, ce dernier s'étant engagé à ce que 25 % des

voitures qu'il achète soient hybrides ou électriques, ce qui représente 1 500 exemplaires par an.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rappelle aussi que, dans le but d'accélérer le déploiement de l'infrastructure de recharge, le gouvernement a annoncé, le 3 octobre 2012, le lancement de la mission Hirtzman, qui s'inscrit dans le cadre du plan automobile.

Un budget total de 50 M€, sous forme de subventions, est ainsi alloué aux opérations soutenues dans le cadre des programmes de déploiement à grande échelle des infrastructures de recharge.

C - Ce que disent les scientifiques

1 - Les différents scénarios

L'Alliance ANCRE[52] a, dans le cadre du débat sur la transition énergétique, proposé des scénarios énergétiques à l'horizon 2050 et les a rendus publics en avril dernier.

Dans ce travail de réflexion collective engagé dès l'été 2012, l'ANCRE a pris en considération dans ses scénarios de référence :

- l'objectif d'atteinte d'un facteur 4 de réduction des émissions de CO_2 liées à l'énergie, en cohérence avec l'engagement international de notre pays qui dépend encore à hauteur de 66 % des combustibles fossiles importés pour sa consommation finale d'énergie, ces importations contribuant pour près de 70 Md€ au déséquilibre de la balance commerciale en 2012 ;
- l'hypothèse du gouvernement d'une réduction de la part du nucléaire dans la production électrique nationale, de plus de 75 % actuellement à 50 % à l'horizon 2025.

Partant de ces éléments de cadrage extrêmement ambitieux, l'ANCRE a défini trois scénarios décrivant trois visions contrastées d'un futur énergétique décarboné pour la France en 2050 :

[52] L'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) créée le 17 juillet 2009, a pour mission de mieux coordonner et renforcer l'efficacité des recherches sur l'énergie menée par les organismes publics nationaux. Elle participe à la mise en œuvre de la stratégie française de R&D dans ce secteur. Elle regroupe l'ensemble des organismes publics de recherche du domaine : membres fondateurs: CEA, CNRS, CPU, IFPEN; membres associés : ANDRA, BRGM, CDEFI, CEMAGREF, CIRAD, CSTB, IFREMER, INERIS, INRA, IFSTTAR, INRIA, IRD, IRSN, LNE, ONERA.

- Un scénario « Sobriété renforcée » reposant essentiellement sur le triptyque sobriété poussée, efficacité énergétique renforcée et développement des énergies renouvelables ;
- Un scénario « Décarbonisation par l'électricité », fondé sur la combinaison d'un effort marqué d'efficacité énergétique et d'un accroissement dans les usages de la part de l'électricité, qu'elle soit d'origine renouvelable ou nucléaire ;
- Un scénario « Vecteurs diversifiés », misant sur l'efficacité énergétique, un renforcement limité des usages électriques, l'accent étant largement mis sur la diversification des sources et vecteurs d'énergies, et sur un rôle important des systèmes énergétiques intégrés développés localement.

Les trois scénarios sont construits sur la base des hypothèses retenues dans le scénario volontariste DGEC/Enerdata « AMS-O1 » en termes de croissances économique et démographique et d'objectifs en matière de maîtrise de la demande et d'évolution du mix énergétique :

- Post Grenelle avec mesures supplémentaires et objectif 2050 de facteur 4 ;
- La croissance économique 1,7 % par an en moyenne sur la période ;
- La population française s'accroît fortement, 75 Mhab en 2050 ;
- Les prix de l'énergie s'orientent à la hausse et le carbone est taxé (directement ou via les ETS).

L'exercice conduit par l'ANCRE permet d'attester de la faisabilité -théorique - d'une division par un facteur proche de 4 des émissions françaises de CO_2 liées à l'énergie d'ici 2050 et cela dans chacun des trois scénarios envisagés. Néanmoins, pour chacun d'entre eux, l'atteinte de cet objectif repose sur des paris portant d'une part sur la soutenabilité des efforts exigés (économiques et financiers, organisationnels, sociétaux) et, d'autre part, requiert la levée de verrous technologiques à un horizon rapproché. En outre, pour remplir complètement l'objectif « facteur 4 », chaque scénario doit miser sur une ou plusieurs révolutions technologiques et/ou organisationnelles majeures :

- capture et stockage du CO_2 (40 Mt d'ici 2050) ainsi que réseaux intelligents pour le scénario « Sobriété » ;
- stockage électrique de grande capacité (60 GW, 100 TWh) pour le scénario « Electricité » ;
- développement du chauffage urbain par récupération de la chaleur coproduite par les centrales électriques (200 TWh) pour le scénario « Vecteurs diversifiés ».

L'accumulation de ces hypothèses (ou conditions nécessaires) invite à une certaine prudence[53] et donc à devoir identifier des marges de manœuvre en cas de retard dans la réalisation des progrès nécessaires en matière de réalisation des investissements, de levée des verrous technologiques …

2 - La place des transports dans ces scénarios

Pour les transports chacun de ces scénarios est associé à des hypothèses technologiques et des mesures précises :

Scénario	Mesures	Hypothèses technologiques, de mobilité et de fret, part des différentes énergies finales
Sobriété Renforcée (SOB)	• Modifications des comportements et des systèmes pour réduire ou transférer la demande (tarification, mode de possession...) • Amélioration de l'efficacité énergétique accrue et pénétration tendancielle des technologies	• Développement de véhicules serviciels adaptés aux parcours et à l'autopartage • Mobilité totale constante mais – 20 % mobilité par personne • Développement des modes alternatifs à la voiture • Augmentation modérée du trafic de marchandises et développement du ferroutage (15 % du trafic, soit 75Gtkm en 2050) • Pénétration modérée des technologies alternatives

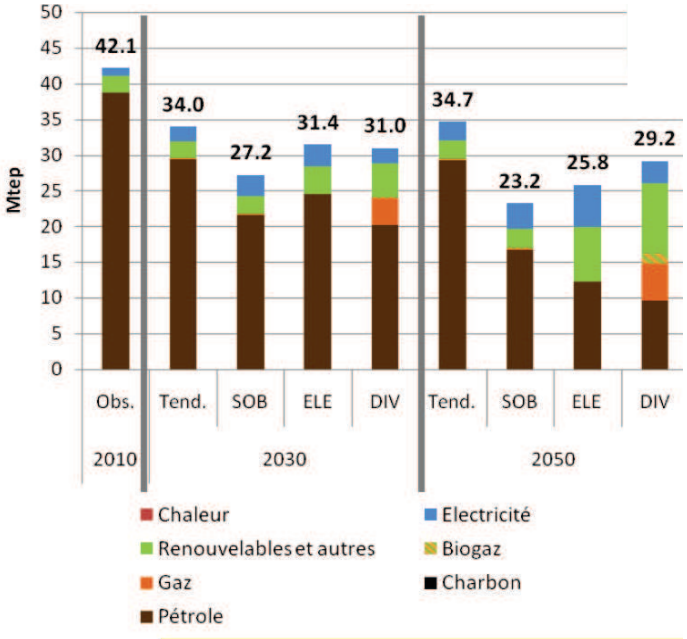
[53] Pour ANCRE, au regard de l'exigence du « facteur 4 », la réduction rapide de la part du nucléaire dans le mix énergétique constitue une contrainte particulièrement lourde : dans tous les scénarios, cette diminution est compensée par un accroissement très rapide du parc de production d'énergies renouvelables (dépassant par exemple les objectifs du Grenelle de l'environnement pour 2020) et par un recours accru aux centrales thermiques pour gérer l'intermittence de la production d'électricité d'origine renouvelable. La réduction importante de la dépendance énergétique du pays à laquelle conduisent les économies d'énergie et le fort développement des énergies renouvelables envisagés se trouve certes amoindrie par ce nécessaire recours, sans cependant être globalement remise en cause.

		- *25 % de véhicules électrifiés (VE et PHEV) dans le parc en 2050*
Décarbonisation par l'électricité (ELE)	• Amélioration de l'efficacité énergétique accrue • Diffusion accélérée des motorisations électriques (EV, PHEV) et hydrogène	• Forte pénétration des solutions électriques - *2030 véhicules électrifiés représentent 65 % des ventes (1er véhicule = PHEV, 2ème véhicule = EV)* - *À partir de 2030 les livraisons intra-urbaine sont électriques (via politique publique)* • Développement de l'Hydrogène - *Couloir H2 pour les camions dès 2030* - *Développement Bus H2, VP à partir de 2040* • Conservation des tendances - *Passagers : +0.6 % / an jusqu'à 2050 (+25 % /2010)* - *Marchandises : +1.9% / an jusqu'à 2050 (+110% / 2010)* • Conservation des répartitions actuelles entre modes • Fort développement des solutions électrique et hydrogène - *45 % de mobilité électrique (EV, PHEV) en 2050* - *10 % de mobilité H2 (FCEV) en 2050*
Vecteurs diversifiés (DIV)	• Amélioration accrue et accélérée de l'efficacité énergétique des technologies • Développement de carburants à plus faible contenu carbone (GNV, LNG, bio-carburant)	• Amélioration de l'efficacité énergétique accélérée - *véhicules 2l/100km se généralisent dès 2030* • Pénétration du gaz - *2030 : Couloir GNL pour les camions et flotte captive* - *2050 : 50 % des Bus GNV, 25 % des VP* • Développement massif des biocarburants (maintien 1G et développement 2G) - *2030 : Production x 2,5 (6Mtep)* • Conservation des tendances - *Passagers : +0.6 % / an jusqu'à 2050 (+25 % /2010)* - *Marchandises : +1.9 % / an*

		jusqu'à 2050 (+110 % / 2010) • Conservation des répartitions actuelles entre modes • Diversification des solutions techniques et des carburants ; gains en efficacité énergétique accélérés - *25 % de mobilité électrique (EV, PHEV) en 2050* - *fort développement du GNV* - *40 % énergie de carburants liquides et gazeux ex biomasse*

En ce qui concerne la part des énergies finales, malgré l'accélération de la mise sur le marché des technologies, en 2030 les carburants fossiles restent encore essentiels (part du mix >65 %). Ce n'est qu'en 2050 qu'ils seraient progressivement remplacés par les biocarburants, l'électricité, le gaz ou l'hydrogène.

Tableau n° 23 Consommation des transports par énergie pour 2030 et 2050 suivant les différents scénarios



(Source : Scénarios ANCRE Avril 2013)

	Economiques	Organisationnels	Technologiques
Sobriété Renforcée	Incitations économiques à la sobriété	Structuration d'une offre de service de mobilité multi-mode (pour les passagers et marchandises) Modifications de l'aménagement urbain (voies de bus, piste cyclable...) et des infrastructures routières	Développement de véhicules adaptés à l'usage (adaptation poids, motorisation et autonomie) Réduction de la consommation des véhicules
Décarbonisation par l'électricité	Investissements massifs dans les infrastructures de recharge des véhicules électrifiés et dans l'H2 Aide à la diffusion des nouvelles technologies (Electrique, H2)	Développements de réseaux électriques Développement d'une filière hydrogène carburant : production, transport, distribution (corridor et flotte captive dans un premier temps)	Baisse des coûts des PHEV, EV et FCEV Améliorations des performances des batteries (capacités, temps de recharge) Réduction de la consommation des véhicules
Vecteurs diversifiés	Investissements dans la production de biocarburants et la distribution de carburants gazeux Aide à la diffusion des nouvelles technologies (GNV, GNL)	Structuration d'une très importante filière biocarburant 2G liquide et gazeux Développement d'une filière GNV et GNL carburant : compression/liquéfaction, transport, distribution	Réduction accélérée de la consommation des véhicules Amélioration des moteurs à allumage commandé fonctionnant au gaz pour les véhicules lourds

D - Divers scénarios pour le facteur 4 en France et leurs applications aux transports

De nombreux scénarios ont été élaborés en France pour parvenir au facteur 4 de réduction des émissions de CO_2. Une analyse comparative de

ces scénarios a été publiée en 2010[54] et en version courte en 2011[55]. Ces exercices représentent l'évolution du mix énergétique et ne couvrent que les émissions de CO_2 issues de la combustion des énergies fossiles, soit au regard de la place privilégiée de l'agriculture dans notre pays, uniquement les ¾ de nos émissions.

Sept exercices y ont été identifiés au niveau français, dont les principaux sont :

- « *La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050* » (Mission Interministérielle sur l'Effet de Serre ou MIES – 2004). Cet exercice mené présente des images en 2050 du paysage énergétique français selon 5 variantes d'offre technologique s'appuyant toutes sur des niveaux équivalents de la demande d'énergie finale en 2050.
- « Politique énergétique nationale et lutte contre l'effet de serre » (Prévot – 2007 (Développé dans Prévot 2004 et repris dans Prévot 2007) : scénario à l'horizon 2030 reposant sur une stabilisation de la demande d'énergie finale et un recours massif aux agrocarburants et aux véhicules électriques couplés à un déploiement nucléaire important.
- « Etude pour une prospective énergétique concernant la France » (Observatoire de l'Energie, Direction Générale de l'Energie et des Matières est que les émissions continuent à croître jusqu'en 2030 puis décroissent d'autant plus fortement par la suite.
- « *Scénario négaWatt, pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable* » (négaWatt – 2006). L'association a élaboré en 2003 puis 2006 un scénario énergétique avec non-renouvellement des centrales nucléaires. Cet exercice se base sur les usages énergétiques que sont la chaleur, la mobilité et l'électricité[56]. L'approche adoptée s'organise autour du triptyque : i) sobriété énergétique, ii) efficacité énergétique, iii) déploiement des énergies renouvelables (ENR).

[54] « Scénarios de réduction d'émission de gaz à effet de serre pour la France », Mai 2010, CIRED, RAC-F

[55] « Quel rôle pour les scénarios Facteur 4 dans la construction de la décision publique ? », Développement durable et territoires, vol. 2, n° 1, mars 2011

[56] Cette association a produit en 2011 un nouveau scénario où par rapport à 2010, des émissions de CO_2 divisées par 2 en 2030 et par 16 en 2050 dans un système énergétique presqu'entièrement décarboné malgré l'arrêt de toute production d'énergie nucléaire.

– « *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050* » (Centre d'Analyse Stratégique, Commission énergie – Jean Syrota – 20073) suivant une demande du premier ministre.

À titre d'exemple, la simulation Enerdata montre que les émissions de 2050 seraient divisées par un facteur 2,1 en 2050 par rapport à 2000. Les réductions d'émission sont d'après leur scénario les suivants :

Tableau n° 24 Prévision des émissions de CO_2 dans le secteur des transports –

Année	2000	2010	2030	2050	Facteur de réduction
$MtCO_2$	158	185	182	76	2,1

Source : Enerdata[54]

Ces réductions reposent sur un transfert modal, une diminution des taux d'émissions des véhicules à 30 gCO_2/km en 2050 et des substitutions énergétiques vers l'électricité, les biocarburants et l'hydrogène. La demande d'énergie finale augmenterait dans ce scénario jusqu'en 2015, se stabiliserait puis décroitrait jusqu'à 45,8 Mtep en 2050.

Tableau n° 25 Développement énergie finale dans les transports

Mtep énergie finale	2000	2010	2030	2050
Transport, dont:	**50**	**60**	**63**	**45,8**
Pétrole	48	56	55	22,7
Gaz	0	0	0	0,6
Charbon	0	0	0	0
Électricité	1	2	4	12,6
Biocarburants	0	2	4	4,4
Hydrogène	0	0	0	5,4

Source : – Enerdata[54]

En fait les différents scénarios comparés diffèrent totalement de par la valeur attribuée à l'évolution de la consommation d'énergie par habitant, du positif (+10 % pour Negatep) à près de 40 % de réduction pour MEDPRO.

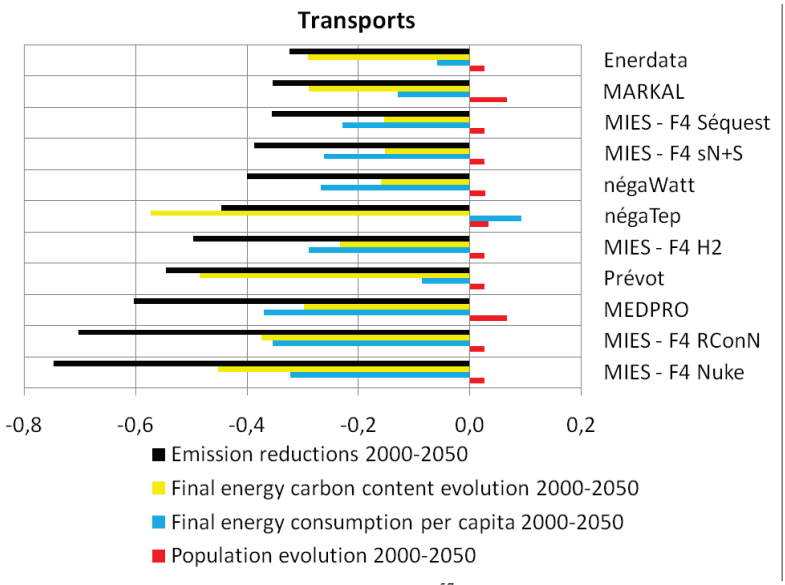


Figure 43. Décomposition à la Kaya[57] des réductions d'émissions dans le secteur des transports (Source : ref[54])

La Figure 44 est une mise à jour des différents scénarios d'évolution de la consommation d'énergie dans les transports à l'occasion du DNTE. La simulation de Negawatt est celle qui parvient de loin aux plus importantes diminutions d'énergie pour les transports à l'horizon 2050, quoiqu'en deçà du facteur 4, alors que l'ensemble des autres modélisations table plutôt vers une diminution de l'ordre de 40 % de la consommation énergétique.

[57] La décomposition « à la Kaya » consiste à écrire les émissions de CO_2 comme un produit de quotients liant la population, le PIB par personne, l'intensité énergétique (par rapport au PIB) et l'émission de carbone par unité de PIB :

$$CO_2 = Pop \times \frac{PIB}{Pop} \times \frac{Energ}{PIB} \times \frac{CO_2}{Energ}$$

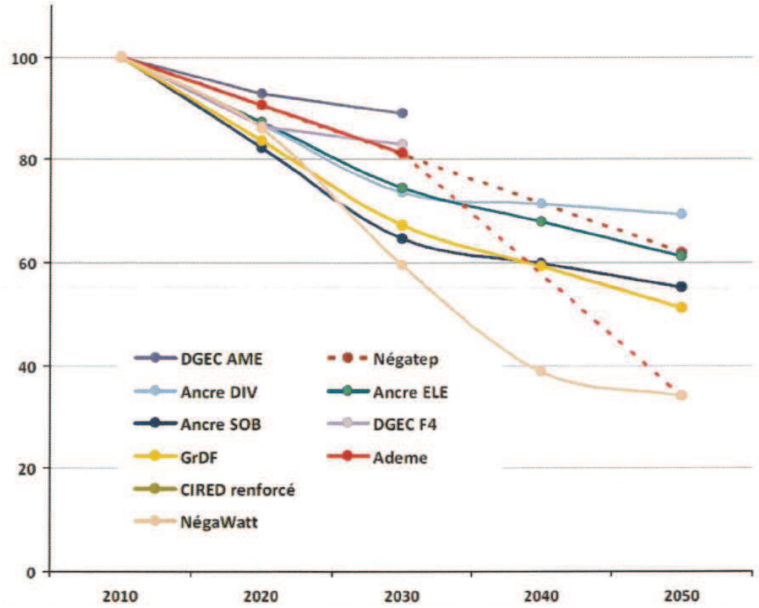


Figure 44. Evolution de la consommation d'énergie finale dans les transports dans les scénarios analysés (Conseil national du débat sur la transition énergétique - 25 avril 2013)

Les scénarios se distinguent par la place du gaz véhicule (GNV et biogaz) et, dans une moindre mesure, par celle de l'électricité.

E - La vision française des transports est trop orientée vers le rail et pas assez vers la route

Les réflexions actuelles sur l'efficacité énergétique pour les transports conduisent à prendre en compte et financer deux pistes principales :

- l'évolution des motorisations et des carburants (développement véhicules hybrides et électriques, gaz) pour la voiture individuelle et les transports routiers
- le report modal, et notamment le développement de l'usage du train comme moyen de transport de marchandises et de personnes pour faire diminuer la part du routier, ainsi que l'augmentation de l'utilisation des transports collectifs et des solutions de mobilité partagée, aux dépens du véhicule individuel.

Le projet de SNIT préconisait ainsi des investissements massifs dans les transports guidés:

- 107 Md€ dans les LGV
- 67 Md€ dans la régénération du réseau ferroviaire
- 67 Md€ dans les TCSP (y compris grand Paris express).

Le tout pour seulement un gain de 2 $MtCO_2$ par an, soit à peine 1% des émissions annuelles des transports. Par exemple, le caractère marginal des effets des programmes d'investissements massifs dans les TCSP en matière d'économies d'énergie est également confirmé dans le rapport environnemental sur le projet de SNIT; en effet l'effet des investissements prévus dans les TCSP est estimé à 0.3 $MteqC0_2$ en 2030.

Ce constat d'inefficacité environnementale (le prix de la tonne de CO_2 évitée dépassant le millier d'euros) mérite d'être pris en compte. L'orientation accordant une priorité systématique aux transports guidés est d'autant plus étonnante que la France n'accuse aucun retard, au regard de l'UE 27, dans les domaines du ferroviaire et des TCSP[58]. La performance ferroviaire française est d'autant plus remarquable que ce devraient être les pays les plus densément peuplés qui devraient arriver en tête.

[58] En effet en 2006 la France occupe la première place des 27 pays de l'UE pour le nombre de km effectués en train par habitant et par an : 1 288 km pour une moyenne européenne à 782 km, et la 5ème place en matière de métro ou tramway: 208 km par habitant et par an pour une moyenne européenne à 171 km. (Source: panorama des transports de l'UE édition 2009).

Par contre la France occupe la 24ème place pour le nombre de km effectués par habitant et par an en autocars ou autobus (734 km pour une moyenne à 1066). À l'échelle européenne ce mode de transport est d'ailleurs en deuxième position après la voiture particulière et avant le ferroviaire avec les volumes suivants :

- "Passenger transport performed by buses and coaches" : 523 400 millions de voy*km
- "Passenger transport performed by rails" : 384 000 millions de voy*km
- La route assure 58 % de la consommation de transport collectif à l'échelle européenne et seulement 33 % en France

Le retard de la France dans ce domaine devrait donc inciter au moins à se poser la question de la pertinence des choix de nos voisins. Le potentiel de la route en matière de transports en autocars est ignoré dans le SNIT, dans les réflexions sur le Grand Paris Express, et plus généralement dans les débats publics. Le SNIT ne cite même pas le mot autocar et MODEV ne modélise pas ce mode.

La répartition des usages des véhicules personnels (VP) varie fortement suivant les zones de résidence. Le tableau suivant donne la répartition de population suivant des zonages :

Tableau n° 26 Définitions et répartition des ménages suivant les zonages

Zonage en 5 modalités	Zonage en 11 modalités	Notation	Répartition	
Espace à dominante rurale	Espace à dominante rurale	R	18 %	18 %
Périurbain	Commune polarisée AU8 jusqu'à 99.999 habitants	Pe1	4 %	21 %
	Commune multipolarisée	Pe2	6 %	
	Commune polarisée AU de 100.000 à 10.000.000 hab	Pe3	9 %	
	Commune polarisée AU de Paris	Pe4	2 %	
Banlieue de pôle urbain (hors pôle urbain de Paris)	Banlieue de pôle urbain AU jusqu'à 99.999 hab	B1	3 %	19 %
	Banlieue de pôle urbain AU de 100.000 à 10.000.000 hab	B2	16 %	
Villecentre de pôle urbain (hors pôle urbain de Paris)	Ville centre de pôle urbain AU jusqu'à 99.999 hab	VC1	8 %	26 %
	Centre de pôle urbain AU de 100.000 à 10.000.000 hab	VC2	17 %	
Pôle urbain de Paris	Banlieue de Paris	Pa1	12 %	17 %
	Paris	Pa2	4 %	
		Ensemble	100 %	

(Source : CGDD[59])

[59] « Localisation des ménages et usage de l'automobile : résultats comparés de plusieurs enquêtes et apports de l'enquête nationale transports et déplacements », Rapport du CGDD, décembre 2009

La figure suivante reporte les distances pendulaires hebdomadaires parcourues par ménage due la résidence au travail.

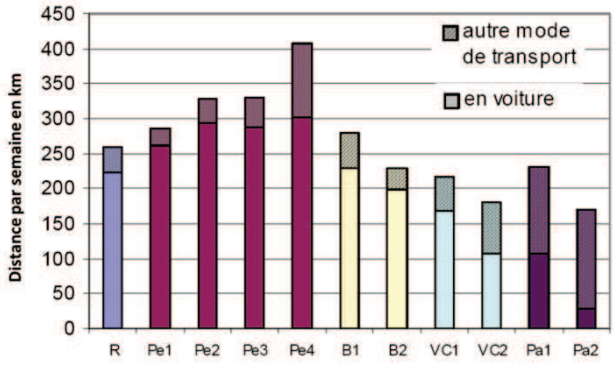


Figure 45. Distance moyenne parcourue par un ménage par semaine domicile – travail selon la zone de résidence et le mode de transport (Champ : au moins un individu actif occupé) (Source : CGDD 2009[59])

Ce graphe met en évidence l'utilisation très importante des véhicule personnels en zone périurbaine (Pe) et les banlieues (hors Paris) et donc les domaines potentiels de réduction de consommation et donc d'émission de CO_2.

En pratique, en ostracisant la route on s'est donc interdit de «penser» son potentiel en matière de contribution aux économies d'énergie, d'équilibre des territoires et de développement économique. L'exemple de la région madrilène, dans lequel la route et le rail fonctionnent comme un seul réseau au service des usagers selon un schéma avec sept principaux corridors radiaux, 50 % de partage modal (30 % seulement pour l'Ile-de-France), et un recours intensif aux lignes interurbaines d'autocars pour les trajets longs, est désormais prix comme un exemple à suivre.

VII - À court terme l'efficacité repose sur la technique, à long terme sur des ruptures technologiques et sociétales

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES. Ils représentent plus de 138 MteqCO_2 en 2011 soit près de 27 % des émissions nationales. Ils consomment plus de 32 % de l'énergie finale, 50 Mtep en 2011, dont 93 % de produits

pétroliers, soit 46,5 Mtep, répartis en un peu moins de deux tiers pour les déplacements de voyageurs et un tiers pour les marchandises.

Le transport est une consommation intermédiaire, le plus souvent traitée comme une demande dérivée. Il constitue en effet pour les voyageurs une condition nécessaire, mais non suffisante, à la réalisation de leurs différentes activités. De ce fait, il semble difficile de concevoir une politique cohérente d'efficacité énergétique des transports sans une politique globale regroupant l'urbanisme dont une alternative à l'étalement urbain, la géographie humaine et l'économie (services, lieux de travail, etc.). Inversement, toute politique restrictive sur les transports impacte directement sur les activités du pays et sur la mobilité des citoyens.

A - Un secteur négligé car difficile à traiter

Cette difficulté conceptuelle explique probablement la difficulté d'une réflexion élaborée sur les transports dans le cadre du débat national sur la transition énergétique. Ainsi, le CESE dans son avis sur l'« *Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire* » éludait le sujet : « *S'il est vrai que l'efficacité énergétique couvre un champ très large des activités économiques, cet avis ne traitera pas de la question des transports par analogie avec les sujets abordés par la Directive européenne "efficacité énergétique" récemment adoptée. Pour autant, l'importance de ce secteur mériterait une étude approfondie couvrant la mobilité, les infrastructures et plus largement l'aménagement du territoire. Notre assemblée aurait vocation à s'y pencher ultérieurement.* »

Dans un autre rapport lui aussi de 2013, « *La transition énergétique : 2020-2050 - un avenir à bâtir, une voie à tracer* », le CESE regrettait encore « *que rien n'apparaisse dans les annonces faites à ce jour pour rééquilibrer le mix de l'ensemble des énergies et notamment en ce qui concerne la difficile question des transports. Le gouvernement a certes donné comme objectif le développement de moteurs consommant moins de deux litres aux 100 km, cependant ce n'est là qu'une partie de la problématique des transports. Le CESE recommande donc que ce point soit considéré comme une priorité à traiter dans le cadre du débat programmé par le gouvernement. Il recommande par ailleurs qu'une saisine nouvelle spécifique du CESE soit consacrée à la problématique des transports au regard de la transition énergétique afin d'éclairer ce débat* ».

B - Transports : réduire les mobilités ?

Outre qu'il est un élément majeur de consommation d'énergie carbonée et d'émission de CO_2, le secteur des transports présente la difficulté d'être parcellisé en de multiples sous-secteurs distincts, aux logiques différentes, et d'être diffus c'est-à-dire de descendre au niveau quasi individuel des usagers, chacun ayant sa motivation propre et des moyens de mobilité spécifiques. En outre, depuis la première révolution industrielle, la mobilité et la vitesse de déplacement ont quasiment crû comme le PIB[60], leur élasticité constatée étant pratiquement de l'ordre de l'unité. Rompre ce lien entre PIB et mobilité, comme transformer les usages de déplacement, sera sans doute une politique extrêmement difficile à mettre en œuvre.

1 - Augmentation du trafic et forte dépendance aux combustibles fossiles : le défi des transports pour le climat

Comme il a été vu dans la partie II du rapport, les transports, au premier rang en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers (dont ils sont dépendants à 96 %), sont le secteur qui émet aussi le plus de CO_2. C'est en partie une conséquence de leur très faible électrification par rapport aux autres secteurs. Mais, ils sont aussi celui où la décroissance des émissions de CO_2 apparaît la plus faible[61].

En fait, la croissance relative des transports dans le bilan carbone du pays est largement liée à la croissance relative de l'activité de transport, plutôt qu'à une augmentation des consommations kilométriques[62]. Les émissions de CO_2 dues aux usagers de la route sont passées de 111 Mt en 1990 à 127 en 2000 et 121 en 2011, soit une augmentation de 9 % en 20 ans et représentent à elles seules 34,6 % des émissions totales[63]. Dans le même temps, les circulations de véhicules légers (voitures et utilitaires légers) ont crû de 32 %, celles des poids lourds de 28 %, et les tonnes-km transportées sur le territoire de 61 %. Les progrès en termes d'émissions par rapport au service rendu sont donc significatifs, et plus importants d'ailleurs dans le transport de

[60] Y. Crozet et al, "*Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France*", Transport Policy (2012)

[61] Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le PEC ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

[62] La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA

[63] Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total

marchandises, où se cumulent progrès technologique sur les moteurs et meilleures organisations logistiques. Il n'en va pas de même pour la voiture, pour laquelle le progrès technologique existe, mais n'est pas accompagné de progrès logistiques permettant un meilleur remplissage des véhicules (covoiturage par exemple). Le véhicule individuel domine le paysage et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

Tableau n° 27 Répartition des flux de voyageurs en 2010

	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	76 %	84 %	68 %
Transport Collectif (bus, car)	6 %	7 %	8 %
Transport collectif (fer, tram)	8 %	7 %	24 %
Vélo	4 %	1 %	0 %
Deux-roues motorisés	6 %	1 %	0 %

Source : Ademe, Vision 2030-2050

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé[64] comme objectif d'ici 2030, de réduire les émissions de GES des transports à 20 % en dessous de leur niveau de 2008, et a appelé à une réduction de 60 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Aucun pays n'ayant encore réussi à améliorer notablement les émissions dans le secteur des transports, il paraît utile d'analyser les facteurs pertinents.

[64] « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

2 - Une analyse à partir de la décomposition des facteurs d'évolution des pressions environnementales

a) La décomposition des émissions de CO_2

Le niveau des émissions de CO_2 liée aux différents modes de transport dépend de différents facteurs liés à l'énergie utilisée, aux distances parcourues, au nombre de personne par véhicule, etc.

L'évolution des émissions de $CO_2^{Transp.}$ émanant des différents modes de transport est analysée ici sur la base des variables suivantes : la taille de la population française : *Pop*

1. le contenu moyen en CO_2 des carburants : ($CO_2^{Transp.} / E_{Transp}$), $CO_2^{Transp.}$ étant l'émission de CO_2 pour l'énergie E_{Transp} utilisée (carburants, électricité) par ce moyen de transport

2. la consommation moyenne d'énergie par distance parcourue pour le mode de transport considéré : ($E_{Transp} / d_{km.veh}$), $d_{km,veh}$ étant la distance totale parcourue par le véhicule considéré

3. l'occupation moyenne du moyen de transport ($d_{km.veh} / d_{km.voy}$) où $d_{km,voy}$ est distance moyenne parcourue par personne (par an par exemple, ou par jour)

4. La mobilité individuelle : ($d_{km.voy} / Pop$), distance annuelle parcourue par personne

La décomposition des effets est calculée à partir de la formule suivante :

$$CO_2^{Transp.} = Pop \times \left(\frac{CO_2^{Transp.}}{E_{Transp}} \right) \times \left(\frac{E_{Transp}}{d_{km.veh}} \right) \times \left(\frac{d_{km.veh}}{d_{km.voy}} \right) \times \left(\frac{d_{km.voy}}{Pop} \right)$$

$$(1) \quad \times \quad (2) \quad \times \quad (3) \quad \times \quad (4) \quad \times \quad (5)$$

Cette formulation est toute aussi pertinente pour le fret en remplaçant les voyageurs (*voy*) par des tonnes de marchandise.

On peut analyser les émissions comme le résultat cumulé des cinq facteurs :

1. La taille de la population,
2. Le contenu en CO_2 des carburants
3. La consommation moyenne d'énergie par distance parcourue
4. L'occupation moyenne du moyen de transport
5. L'importance de la mobilité individuelle

Cette formulation est tout aussi pertinente pour le fret

Il suffit alors, par exemple, que chacun des quatre facteurs, de (2) à (5), diminue de seulement 30 % pour, qu'à travers leur produit, les émissions de CO_2 soient réduites d'un facteur 4. Ces mêmes différents facteurs peuvent ainsi permettre de déterminer les leviers des politiques :

Tableau n° 28 Leviers potentiels des politiques environnementales pour le transport

Facteur	(2)	(3)	(4)	(5)
Politique associée	- diminuer la quantité de CO_2 par tep utilisée i.e. décarboner l'énergie : biocarburant, biogaz, voiture électrique, etc.	- réduire la consommation d'énergie utilisée par distance parcourue par le véhicule pendant une année (ou un jour) : amélioration des motorisations[65], mieux utiliser les réseaux afin d'éviter les surconsommations (embouteillages, vitesse[66], etc.)	- augmenter le nombre de voyageurs par moyen unitaire de transport, représentée par ce facteur : covoiturage, transferts vers les transports en commun, etc.	- diminuer la distance parcourue par personne dans une année (ou un jour), i.e. réduire le besoin de mobilité et agir directement sur la « demande de transport », c'est-à-dire les distances parcourus par les personnes et par les biens.

Source : Cour des comptes

3 - Les transports dans la vision 2030-2050 de l'Ademe : peu d'effets d'ici 2030, des hypothèses peu crédibles pour 2050

a) Pour 2030, les principaux déterminants seraient :

- maintien de la mobilité individuelle et stagnation des trafics à leurs niveaux de 2010.

[65] Par exemple, l'amélioration des moteurs à essence menant à une consommation de 2 litres /100 km apparaît comme un objectif sans incidence sur les finances publiques et atteignable à moyen terme en tenant compte du temps de renouvellement du parc (cf. Scénarios ANCRE avril 2013),

[66] La diminution des vitesses aurait toutefois un effet négatif sur le bilan socio-économique et est donc à analyser au cas par cas.

- report modal du véhicule particulier vers les services de mobilité (soit réalisés par les citoyens eux-mêmes, soit réalisées par un opérateur), vers le transport collectif et vers les modes actifs.
- pénétration progressive du véhicule électrique notamment au travers des services de mobilité.
- sur le transport de marchandises, une politique volontariste en faveur du fret ferroviaire (à 50 Gtkm) et maritime (à 12 Gtkm).
- baisse de près de 20 % des consommations énergétiques du secteur des transports entre 2010 et 2030.

Ainsi, la mobilité en véhicule individuel serait globalement constante sur la période, compte tenu de l'accroissement du taux de remplissage des véhicules, elle serait accompagnée d'une quasi-stabilisation des trafics :

Tableau n° 29 : mobilité en véhicule individuel 2010 - 2030

Mobilité (milliards de voyageurs * km)	2010	2030
Véhicule particulier	711	790
Véhicule utilitaire léger	150	170
Bus / car	49	52
Fer	100	138

Source : Ademe

Toutes ces mesures permettraient de faire passer la consommation énergétique des transports de 44 Mtep en 2010 à 35,8 en 2030. En parallèle, les émissions de CO_2 passeraient de 113,3Mt à 96,8 Mt, soit une réduction de seulement 15 %.

b) Pour 2050 : des modifications drastiques sur les mobilités pour diviser les émissions par plus d'un ordre de grandeur

Pour 2050, L'Ademe considère que les facteurs déterminants devraient être :

- Une mobilité totale constante par rapport à 2010, ce qui implique une baisse de l'ordre de 20 % de la mobilité individuelle. Les raisons de cette baisse seraient multiples : télétravail, structure de la population, urbanisme et infrastructure permettant d'optimiser les besoins en mobilité, etc.

- un changement de paradigme vis-à-vis de la mobilité individuelle : l'usage du moyen de transport prend le dessus sur sa possession. Pénétration importante des services de mobilité (30% urbain avec véhicules mieux adaptés) et report vers les transports collectifs (doublement) et les modes actifs. Réduction du parc de véhicules en conséquence.
- l'indépendance vis-à-vis du pétrole possible en passant au mélange biogaz/GNV dans les véhicules thermiques (avec un réseau de gaz pour moitié décarboné), à l'électricité, ainsi qu'aux biocarburants 2G.
- enfin, s'agissant du transport de marchandises, un retour au niveau des t.km de 2010 grâce à d'importants efforts logistiques.

À l'horizon 2050, l'Ademe espère une sensible réduction des consommations énergétiques unitaires des véhicules grâce aux progrès technologiques et à une meilleure adaptation des véhicules à leur usage : optimisation du rendement des moteurs (injection rapide, amélioration des batteries…), optimisation de la gestion de l'énergie à bord du véhicule, allègement des structures par l'utilisation de matériaux composites. Au total, le mix technologique serait équilibré et diversifié, notamment par rapport à la situation actuelle : 1/3 thermique, 1/3 hybride, 1/3 électrique.

L'ensemble de ces mesures permettrait de faire passer la consommation énergétique des transports de 35,8 Mtep en 2030 à 15 Mtep en 2050. Globalement, en termes de CO_2 émis, c'est sur le secteur des transports que porterait principalement l'effort nécessaire pour atteindre le facteur 4. Les hypothèses de cette prospective est que les émissions des transports qui étaient de 113,3Mt en 1991 et 96,8 Mt en 2030, ne seraient plus que de 8,4 Mt en 2050, soit une réduction de 92 %.

Ce résultat, qui découle de l'approche normative, est une indication de l'objectif qu'il se faudrait se fixer, et si possible atteindre, comme de ce qu'il faudrait espérer en termes de technologies et d'évolutions sociétales.

4 - Une approche sociologique à partir des utilisateurs

Dans cette approche, il s'agit de classer les pistes de réduction selon qu'elles modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité. Sans que la relation soit totale, les premières pourraient être engagées rapidement et sans susciter d'oppositions insurmontables, les dernières se négocient avec de multiples parties prenantes et ne peuvent que mettre du temps à émerger.

Trois pistes ne modifient qu'à la marge le service à la mobilité : les substitutions dans les énergies de propulsion, l'amélioration purement technologique des véhicules existants et des véhicules de même catégorie, mais plus petits ou moins puissants, ou de vitesse de pointe moins élevée. C'est l'adaptation visée par le système actuel de bonus – malus.

Trois autres pistes modifient de façon moyenne le service à la mobilité. La première repose sur l'introduction de nouveaux véhicules, adaptés à certains contextes et certaines catégories de route seulement. Ce pourrait être le cas pour des poids lourds de grande capacité dont l'usage serait limité aux autoroutes ou celui de petits véhicules urbains, en substitut de voitures (et de petits utilitaires) classiques, dont toutes les caractéristiques sont dimensionnées pour les déplacements rapides et à longue distance, et constituent des facteurs d'inefficacité pour les usages urbains. La seconde consiste à exploiter les réseaux au plus proche de l'optimum d'efficacité énergétique des véhicules qui les empruntent : limitations de vitesse « durcie » sur les réseaux interurbains et urbains, gestion dynamique « anticongestion » des trafics et du stationnement urbain, soit sur des bases purement « techniques » (facilement acceptées), soit par le biais de péages de régulation (difficilement acceptées, mais développées à Londres et Stockholm). La troisième repose sur la substitution (partielle ou totale) de la possession exclusive par la location, et plus généralement par les services. On trouve dans cette rubrique, pour la mobilité des personnes, l'autopartage « traditionnel » et tous systèmes inspirés de Vélib et d'Autolib.

Deux autres pistes modifient de façon importante le service à la mobilité ou les modes de vie. La septième piste est celle du transfert modal (des modes les plus consommateurs au km parcouru vers les modes les moins consommateurs). Elle modifie de façon substantielle le service à la mobilité. Pour les personnes, le « transfert » vers des modes collectifs traditionnels modifie le vécu du déplacement et allonge le plus souvent les durées de parcours (sauf pour les TGV et, dans quelques cas de TER et RER). Il n'est possible que là où des services existent, et n'est souhaitable (du point de vue du CO_2) que là où le potentiel de remplissage assure une meilleure efficacité énergétique que celle des modes individuels. Cette perspective doit en outre être réfléchie du point de vue des finances publiques, puisqu'elles sont très fortement sollicitées non seulement au moment de l'investissement, mais aussi (et surtout) pour couvrir les coûts d'exploitation. Les parties centrales des villes sont aujourd'hui bien équipées en transport public, c'est l'existence d'alternatives à la voiture « solo » dans les parties les moins denses du territoire qui devrait être priorisée. Deux pistes efficaces (en CO_2) et assez peu coûteuses en finances publiques méritent attention : le

covoiturage et des services d'autocar avec peu d'arrêts et utilisant les réseaux rapides.

Une dernière piste enfin vise à réduire la mobilité globale. L'action directe sur l'espace (aménagement et urbanisme au sens large, y compris par exemple « relocalisation » de productions agricoles ou industrielles au plus près des marchés, relocalisation de l'appareil de distribution au plus près des consommateurs, etc.) contribue à réduire le besoin de mobilité. Le renchérissement du coût de la mobilité (péages, droits de stationnement, prix des énergies) contribue à une mobilité plus réfléchie. Les substitutions par le virtuel (téléactivités au sens large) offrent des alternatives élégantes, mais dont le potentiel global est très débattu

Un certain nombre de ces pistes sont génériques, au sens où elles influencent les émissions sur l'ensemble des marchés (urbain, périurbain, rural, courte et longue distance, voyageurs et fret…). Ce sont les substitutions énergétiques, l'amélioration des véhicules, ou encore la fiscalité des carburants. D'autres sont plus spécifiques à certains types de territoire ou certains segments du marché de la mobilité, si bien que leur mise en œuvre peut nécessiter dans chaque cas des approches particulières. L'orientation vers des véhicules moins puissants et mieux adaptés aux usages concerne surtout les véhicules légers. La pénétration de nouveaux véhicules et l'amélioration des conditions de circulation concernent surtout les territoires urbains, pour les personnes comme pour les biens.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse de ces pistes hiérarchisées :

Tableau n° 30 Les pistes de diminution d'émission de CO_2 dans les transports[67]

	Déjà engagées ?	Avec un effet jusqu'ici	Peut être renforcé ?	Freins	Leviers	Potentiel à terme
Substitutions énergétiques	Oui	Faible	Oui	Coût de l'aide des pouvoirs publics Démonstration technologique pour biocarburants seconde génération	Technologie, politiques publiques	Faible pour les biocarburants, important pour l'électricité (si peu émettrice de CO_2) ou l'hydrogène
Améliorations technologiques	Oui	Important	Oui	Surcoûts sur les véhicules ?	Prix des carburants, systèmes type bonus malus	Très important
Véhicules moins lourds, puissants, etc.	Oui	Important	Oui		Prix des carburants, systèmes type bonus malus	Très important ,important pour les voitures, faible pour les PL
Nouveaux véhicules	Non, mais croissance non maitrisée des deux roues	Faible	Oui, fortement petits véhicules urbains pour personnes et fret	Pas d'offre des constructeurs Besoin de prise en compte de ces nouveaux usages dans la sécurisation des réseaux	Politique publique multi objectif (CO_2, congestion, pollution)	Important

[67] Source : J.P. Orfeuil.

Exploitation optimale des réseaux	Un peu en interurbain (radars), très peu en urbain, (renoncement à maîtriser les congestions)	Moindres consommations interurbaines (vitesse et radars)	Oui, notamment en ville (gestion électronique du trafic, etc.)	Opinion publique à convaincre, surtout si mise en œuvre de péages de régulation Effets socio-économiques négatifs de réduction des vitesses	Politique publique	Moyen
Logistique plus « vertueuse »	Oui	Faible	Oui, très gros progrès potentiels, notamment distribution urbaine	Perception par les CL d'une faible légitimité dans le domaine. Études encore faibles dans ce secteur	Action locale	Moyen ? Important ?
Substitution possession par location et services	Oui, autopartage	Faible	Oui, notamment dans la distribution urbaine	Difficile de louer une voiture si utilisation quotidienne	Politique publique locale	Assez faible
Transfert modal vers transports en commun traditionnels	Oui priorité politique	Faible	Oui mais exige financements publics importants, sauf covoiturage	Différences dans le service rendu	Culture du partage et des réseaux sociaux dans les jeunes générations	Faible (meilleurs créneaux déjà occupés)
Transfert modal voiture solo vers	Soutien politique modéré	Faible globalement, mais impact sur	Oui, sur marché des déplacements	Habitudes	Habitude des nouvelles	Important

covoiturage		budget des pratiquants important	de 20 à 80 km		technologies et du partage dans la nouvelle génération	
Transfert modal voiture vers autocar	En développement dans quelques sites	Faible globalement	Oui, marché des déplacements de 20 à 50 km	Image peu positive de l'autocar chez les « décideurs », comparée au TER	Crise des finances publiques	Potentiellement important et marché correspondant en croissance
Maîtrise de la demande par aménagement, urbanisme	Oui priorité politique (lutte contre étalement urbain)	Faible	?	Marché foncier Désirs de vivre où et comme on l'entend	Politiques publiques locales	Mise en œuvre lente et effets incertains
Outils économiques incitatifs aux changements (fiscalité, péages, etc.)	Un peu, mais prix du carburant peu changé depuis 50 ans	Important, si on compare les parcs américains et européens	Oui	Opinion publique Dépendance à la voiture des catégories modestes	Compensations fiscales avec d'autres impôts	Important, mais à manier avec précaution.

5 - En conclusion, des verrous importants à lever

Il existe de nombreux scénarios sur le gain en émission de GES sur les transports. Pas plus que leur coût financier, humain et social n'est décrit, aucune ne parvient pour l'instant au facteur 4 recherché pour 2050. Par exemple, pour atteindre un facteur 2,1 d'atténuation, Enerdata met en œuvre une combinaison de transfert modal, de diminution des taux d'émissions des véhicules à 30 gCO_2/km en 2050 et des substitutions énergétiques vers l'électricité, les biocarburants et l'hydrogène. L'Alliance « Ancre » regroupant l'ensemble des organismes de recherche sur l'énergie montre aussi que la cible ne peut être atteinte à moins de ruptures technologiques à découvrir encore, ce qui montre la fragilité des scénarios.

Le constat pragmatique est que l'amélioration des performances des véhicules thermiques conventionnels et leur électrification partielle ou totale progressive constituent encore et pour un certain temps la voie la plus rapide et la plus efficace pour atteindre les objectifs globaux de réduction des émissions de CO_2. La décarbonisation des carburants avec les biocarburants de deuxième génération et l'électrification sont des voies de progrès encore peu assurées en termes de déploiement massif et en cas de succès leur horizon n'est probablement que 2030.

On considère généralement que jusqu'à cette date, la conjonction des progrès technologiques et la mise en œuvre d'un certain nombre des leviers concernant la demande de mobilité et l'organisation des transports, ne devraient pas conduire à restreindre la demande de mobilité interurbaine. Au-delà, les évolutions technologiques sont beaucoup moins prévisibles et il n'est pas exclu qu'une limitation significative de mobilité soit à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de réduction d'émission de CO_2.

Le secteur logement tertiaire

I - Le paquet énergie-climat dans le secteur logement-tertiaire

A - Le PEC n'impose des règles contraignantes que depuis peu en matière d'efficacité énergétique, notamment dans le secteur logement-tertiaire

Aucun des textes du PEC, adoptés par le conseil européen du 12 décembre 2008, ne viennent matérialiser de manière contraignante l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus. De même, aucun texte du PEC ne s'applique au secteur du bâtiment, si ce n'est la décision 406/2009/CE, dite "partage de l'effort", qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE dont le bâtiment. Cette décision programme une réduction progressive entre 2013 et 2020, mais différenciée selon les pays ; pour la France, comme pour l'Allemagne, cette réduction est de 14 %.

Les mesures contraignantes en matière d'efficacité énergétique, et qui donc contribuent à l'atteinte de l'objectif de 20 % de gain à horizon 2020 fixé dans le PEC, sont soit antérieures ou postérieures au PEC lui-même.

La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dite directive ESD, fixe un objectif d'économies d'énergie de 9 % à horizon 2016 par rapport à la moyenne de consommation d'énergie finale 2001-2005. Entre autres mesures, cette directive impose aux États membres de produire un plan d'action en matière d'efficacité énergétique (PAEE) à dates fixes (les 30 juin 2007, 2011 et 2014). La directive fixe également le principe de l'exemplarité du secteur public dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Cette directive a été le seul texte contraignant en vigueur dans le secteur de l'efficacité énergétique pendant les quatre premières années de mise en œuvre du PEC.

La directive 2010/31/UE du 19 mai 2010 est venue refondre une précédente directive de 2002 sur la performance énergétique des bâtiments. Cette directive s'inscrit dans le cadre de l'objectif, non contraignant, d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique. Elle fixe

notamment des règles concernant le calcul de la performance énergétique des bâtiments, la performance énergétique minimale des bâtiments neufs et des bâtiments anciens rénovés, ou l'inspection régulière des systèmes de chauffage et de climatisation dans les bâtiments.

Mais, le premier texte réglementaire européen venant traduire l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus est la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012. Celle-ci « *établit un cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union en vue d'assurer la réalisation du grand objectif fixé par l'Union d'accroître de 20 % l'efficacité énergétique d'ici à 2020 et de préparer la voie pour de nouvelles améliorations de l'efficacité énergétique au-delà de cette date* ».

Elle prévoit notamment l'obligation pour chaque État membre de se fixer un objectif indicatif national d'efficacité énergétique, fondé soit sur la consommation d'énergie primaire ou finale, soit sur les économies d'énergie primaire ou finale, soit sur l'intensité énergétique. Les États membres doivent notifier ces objectifs à la Commission avant le 30 avril 2013. La France a informé la Commission que, compte tenu du débat en cours sur la transition énergétique, elle ne communiquerait cette cible d'efficacité énergétique qu'en avril 2014.

Cette directive impose également, au titre de l'exemplarité du secteur public, à chaque État membre de veiller à ce qu'à partir du 1er janvier 2014, 3 % de la surface au sol totale des bâtiments chauffés et/ou refroidis appartenant au gouvernement central et occupés par celui-ci soient rénovés chaque année de manière à satisfaire à des exigences minimales en matière de performance énergétique.

En conclusion, il apparaît donc que les préoccupations d'efficacité énergétique, notamment dans le secteur du bâtiment, sont antérieures à l'adoption du PEC et que les premiers textes régissant ce domaine datent d'avant 2009. En revanche, le PEC lui-même n'a pas introduit immédiatement des dispositions contraignantes pour s'assurer de l'atteinte de l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique entre 2005 et 2020. C'est chose faite depuis le 14 novembre 2012 et l'adoption de la directive 2012/21/CE.

B - Mais la France a anticipé ces contraintes en se fixant de objectifs de niveau législatif en 2005 puis 2009

Avant même la négociation du PEC, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, loi dite POPE, fixait déjà comme objectif pour la France, la

réduction de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale et de 2,5 % par an entre 2015 et 2030.

Après l'adoption du PEC, la loi du 3 août 2009 dite "Grenelle I" inscrit dans un cadre législatif les objectifs de la France en matière de réduction de GES et d'efficacité énergétique : « *devenir l'économie la plus efficiente en équivalent carbone de la Communauté européenne d'ici à 2020. À cette fin, elle prendra toute sa part à la réalisation de l'objectif de réduction d'au moins 20 % des émissions de GES de la Communauté européenne à cette échéance, cet objectif étant porté à 30 % pour autant que d'autres pays industrialisés hors de la Communauté européenne s'engagent sur des objectifs comparables et que les pays en développement les plus avancés apportent une contribution adaptée. Elle soutiendra également la conclusion d'engagements internationaux contraignants de réduction des émissions. Elle concourra, de la même manière, à la réalisation de l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de la Communauté européenne et s'engage à porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de sa consommation d'énergie finale d'ici à 2020.* »

Cette loi fait du secteur du bâtiment le secteur prioritaire en matière d'efficacité énergétique. Elle inscrit dans la loi deux objectifs :

- que « *toutes les constructions neuves faisant l'objet d'une demande de permis de construire déposée à compter de la fin 2012 et, par anticipation à compter de la fin 2010, s'il s'agit de bâtiments publics et de bâtiments affectés au secteur tertiaire, présentent une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh(ep)/m²/an en moyenne* » et
- de « *réduire les consommations d'énergie du parc des bâtiments existants d'au moins 3 % d'ici à 2020* ».

Outre la mise en place de certains outils pour atteindre ces objectifs, la loi décline le second objectif en indiquant que :

- l'État soumettra tous ses bâtiments à un audit énergétique d'ici à 2010 et que la rénovation des moins économes en énergies sera engagée d'ici à 2012 afin de réduire d'au moins 40 % leurs consommations d'énergie et d'au moins 50 % les émissions de GES de ces bâtiments dans un délai de huit ans,
- l'ensemble du parc de logements sociaux sera rénové, en commençant par la rénovation avant 2020 de 800 000 logements sociaux les plus énergivores.

La France a donc choisi de se fixer des objectifs d'efficacité énergétique dans un texte de loi avant même que les objectifs affichés par l'Union européenne soit repris dans une directive contraignante.

II - Le secteur logement-tertiaire est clef pour l'atteinte des objectifs du PEC

A - Le secteur logement-tertiaire représente 88 % des économies d'énergie attendues à l'horizon 2020

Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) est le premier en termes de consommation d'énergie finale avec 68,6 Mtep en 2011, soit 44 % du total la consommation finale énergétique française. Dans ce total, le secteur résidentiel est largement majoritaire avec une consommation d'énergie finale de 50,2 Mtep (73 % du total du secteur bâtiment) contre 18,4 Mtep pour les bâtiments tertiaires. Au niveau européen, la part de la consommation d'énergie finale par le secteur bâtiment-tertiaire est légèrement moindre : 40 % selon l'estimation de la Commission.

Dans son bilan énergétique de la France pour 2011, le Commissariat général au développement durable note que « *les mix énergétiques des deux secteurs sont assez différents. Les énergies renouvelables représentent 17 % de la consommation énergétique finale du résidentiel, essentiellement du bois, mais seulement 4 % dans le tertiaire. Si la proportion du gaz est un peu supérieure à 30 % dans chacun des deux secteurs, celle de l'électricité est plus importante dans la consommation du tertiaire, notamment en raison de son utilisation intensive pour la bureautique et pour la climatisation* ».

Si le secteur logement-tertiaire représente 44 % de la consommation d'énergie en France, il participe de façon beaucoup plus importante à l'objectif d'efficacité énergétique incluse dans le PEC. Le dernier plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) prévoit des économies dans la consommation d'énergie finale à hauteur de 28,4 Mtep à horizon 2020 par rapport à 2005. Sur ce total, 24,9 Mtep d'économies d'énergie (88 %) proviennent du secteur logement-tertiaire.

Tableau n° 31 Estimation de l'impact des mesures d'économie d'énergie dans le PNAEE à horizon 2020

Mesures	Secteur	Mtep	en %
Certificat d'économie d'énergie	Energie/bât.	8,03	28,3 %
Sobriété des voitures neuves	Transp.	2,2	7,7 %
CIDD	Bât.	1,43	5,0 %
RT 2012	Bât.	1,15	4,0 %
Eco-PTZ	Bât.	0,81	2,9 %
Interdiction lampe à incandescence	Energie/ind.	0,75	2,6 %
Eco-taxe poids lourds	Transp.	0,17	0,6 %
Eco-PLS	Bât.	0,01	0,0 %
Total secteur résidentiel-tertiaire		*24,9*	*87,7 %*
Total secteur transports		*3,2*	*11,3 %*
Total secteur industrie		*0,3*	*1,1 %*
Total des mesures individuelles chiffrées		**14,55**	**51,2 %**
Total des économies scénario AMS		**28,4**	

Source : PNAEE, avril 2011

Ce pourcentage est plus élevé que celui envisagé à l'échelle de l'Union européenne : 57 % des économies d'énergie à horizon 2020[68]. Cet écart s'explique en partie par le fait que la Commission inclut la mise en œuvre du règlement sur les émissions de CO_2 des véhicules particuliers dans les économies d'énergie à venir contrairement à la France, ce qui minore pour cette dernière les économies d'énergie à attendre du secteur des transports.

B - La part du secteur logement-tertiaire dans l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO_2 est moindre

Les émissions directes du secteur logement-tertiaire représentent 14,5 % des émissions de GES en 2011 et sont constituées à 90 % de CO_2. Il convient d'ajouter à ce pourcentage, les émissions liées à la production d'électricité consommée dans ces bâtiments (chauffage électrique, consommation des appareils électriques, …). Au total, le secteur logement-tertiaire compte pour un quart des émissions françaises de GES.

[68] Commission européenne. Plan d'action pour l'efficacité énergétique, 2006.

S'agissant du plan français de réduction des émissions de CO_2, les dernières projections, contenues dans le rapport sur les mécanismes de surveillance envoyé à la Commission européenne en avril 2013, se fondent sur deux scénarii à l'horizon 2020 : l'un avec application des mesures existantes (scénario AME) et l'autre avec application de mesures supplémentaires (scénario AMS). Ces scénarios sont établis à partir de l'outil SceGES (scénarisation des GES) développé par le ministère chargé de l'environnement. Ils comportent le chiffrage de l'impact individuel d'un certains nombres de mesures.

Les mesures quantifiées pour le secteur du bâtiment représentent 27 % du total des mesures individuellement chiffrées et 24 % du total des réductions d'émissions de CO_2 attendues à horizon 2020.

Le secteur logement-tertiaire, qui est absolument prépondérant dans l'atteinte de l'objectif d'efficacité énergétique du PEC, compte pour un quart dans l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de GES de ce même PEC.

C - L'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique devra reposer sur la rénovation thermique du parc existant de bâtiments

1 - Les principales caractéristiques du parc résidentiel français

Selon l'INSEE et le SOeS, il existait 33,2 millions de logements au 1er janvier 2012 en France métropolitaine. En excluant les résidences secondaires et les logements vacants, le parc est de 27,7 millions de logements. Il est composé à 57 % de maisons individuelles et à 43 % d'appartements en immeubles collectifs. 58 % des logements sont occupés par leurs propriétaires, 19 % sont loués par des bailleurs sociaux et le reste constitue le parc locatif privé.

La surface moyenne de ces logements est de 91 m², la taille des maisons individuelles étant en moyenne plus élevée (110 m²). Le parc de résidences principales représente donc une surface totale construite d'environ 2,5 milliards de m². Par ancienneté des logements, 60 % des 25,7 millions de résidences principales occupées ont été construites avant 1975, date de la première réglementation thermique.

Selon le ministère, environ 30 % des logements auraient une étiquette de diagnostic de performance énergétique (DPE) F ou G ce qui correspond à une consommation théorique supérieure à 330 kWhep/m².an. 50 % des résidences principales seraient classées D et E (consommation entre 150 et 330 kWhep/m².an), et seulement 20 % des

logements consommeraient moins de 150 kWhep/m².an (étiquette A, B ou C).

L'étude du ministère a également estimé la consommation réelle des logements qui présente un écart par rapport à la consommation théorique établie par le DPE. En effet, le calcul de la consommation réelle tient compte du fait que les ménages occupant des logements peu performants sur le plan énergétique (étiquette F ou G) peuvent avoir des consommations effectives moins importantes que celles prévues par le DPE dans le but de réduire leur facture énergétique. Ainsi, il n'y aurait que 25 % des logements qui consommeraient plus de 330 kWhep/m².an et pratiquement 60 % des logements qui auraient une consommation réelle comprise entre 150 et 330 kWhep/m².an[69].

Le Tableau n° 32 détaille la consommation moyenne d'énergie primaire[70] des résidences principales en fonction de leur date de construction et de leur type (maison individuelle ou immeuble collectif).

Tableau n° 32 Consommation d'énergie des résidences principales

Année de construction		avt 1949	1949-1974	1975-1989	1990-2006
en kWhep/m².an	MI	256	247	199	150
	IC	270	227	155	134

Source : Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP)

Depuis 1973, les consommations unitaires moyennes de chauffage par superficie ont baissé de 58 %. Quant à la consommation unitaire moyenne totale tous usages, elle est passée de 352 kWh/m² en 1973 à 186 kWh/m² en 2011 (- 1,2 % par an, en moyenne).

Les énergies les plus utilisées pour le chauffage sont le gaz (44 %), l'électricité (34 %) et le fioul (14 %). Pour l'eau chaude sanitaire, l'électricité (46 %), le gaz (39 %) et le fioul (9 %) sont les énergies les plus utilisées.

[69] Par comparaison, la RT 2012 fixe comme contrainte pour les logements neufs construits à compter du 1er janvier 2013 une consommation inférieure à 50 kWhep/m².an.

[70] Le passage des consommations finales à la consommation d'énergie primaire se fait sur la base de facteurs de conversion : 1 pour tous les combustibles (fioul, gaz naturel…), 2,58 pour l'électricité de façon à prendre en compte le rendement de production de l'électricité, etc. Une électricité entièrement photovoltaïque a un coefficient de 0,387. Le transport n'est pris en compte pour aucune des énergies.

2 - Les principales caractéristiques du parc tertiaire

Dans le secteur tertiaire, la superficie chauffée, qui est l'unité de mesure la plus couramment utilisée, est de 922 millions de m² en 2010. Les branches "commerce", "bureaux" et "enseignement" représentent, à elles seules, 64 % de l'ensemble des surfaces chauffées. La surface chauffée des établissements de l'État est de 16,6 millions de m².

En 2010, la consommation unitaire moyenne de l'ensemble des branches du tertiaire s'établit à 206 kWh/m². Sur huit ans, les consommations unitaires tous usages à climat normal sont quasi stables. Cette situation globale cache toutefois des évolutions contrastées. L'amélioration de l'isolation et des systèmes d'aération des bâtiments, la meilleure efficacité énergétique des chaudières et la prise de conscience des usagers ont permis d'obtenir une baisse de la consommation unitaire de chauffage (- 4,5 % en huit ans), à 127 kWh/m². La substitution progressive des chaudières au fioul, dont la consommation unitaire est traditionnellement plus élevée que celle des autres sources énergétiques, contribue favorablement à cette évolution.

Par contre, les consommations unitaires des autres usages sont en augmentation constante (8,3 % en huit ans), principalement du fait de l'équipement en bureautique (un ordinateur par personne en moyenne en 2009). Par ailleurs, le taux de climatisation atteint les 18% après avoir été en constante augmentation depuis 1995. Le seul paramètre allant dans le sens d'une réduction des consommations d'électricité spécifique est l'équipement croissant en ampoules à basse consommation.

3 - Le taux de renouvellement du parc de bâtiments

De 2001 à 2012, 373 000 nouveaux logements ont été mis en chantier en moyenne chaque année sur le territoire métropolitain, soit environ 1,1 % du stock existant au 1er janvier 2012. À ce rythme, le renouvellement du parc de logements prendrait en théorie plus de 90 ans. En réalité, le taux de renouvellement est bien moindre car la majorité des constructions nouvelles viennent accroître le parc de logements.

Il n'est pas possible de connaître le solde net des constructions neuves, déduction faite des démolitions de l'année. En effet, le ministère ne dispose pas de statistiques sur le nombre de logements démolis et leur taille. Toutefois, les comptes du logement du SOeS montrent qu'entre 2002 et 2012, le nombre de logements en France métropolitaine a augmenté de 3,53 millions d'unités. Si l'on compare au nombre de logements commencés sur la période 2001-2011 (pour prendre en compte un an de décalage entre commencement des travaux et livraison), soit

4,14 millions de logements, le solde qui correspond aux destructions est de 0,6 million, soit 15 % des mises en chantier. Dans ses scénarios d'évolution de la consommation d'énergie, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) retient elle l'hypothèse tendancielle de 43 000 destructions par an.

De manière grossière, il peut donc être estimé que sur les dix dernières années 85 % des constructions nouvelles sont venues accroître le parc de logements. De plus, les nouveaux logements construits sont en moyenne 15 % plus grand que les logements existants.

4 - L'impact relatif des règles thermiques pour les constructions neuves

La nouvelle réglementation thermique (RT 2012) qui impose que tous les bâtiments neufs aient une consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWh/m²/an pour les logements neufs, est applicable à partir du 28 octobre 2011 pour les bâtiments tertiaires, publics ou inclus dans des opérations financées par l'ANRU et à partir du 1er janvier 2013 pour toutes les autres constructions. À l'horizon du PEC (2020), elle aura donc été pleinement en vigueur pendant huit ans.

Le ministère a procédé à deux évaluations de l'impact potentiel de cette mesure à horizon 2020. En avril 2011 (PNAEE), il estimait que la mise en œuvre de la RT 2012 dans le secteur résidentiel permettrait une économie d'énergie finale de 1,15 Mtep en 2020 (pas d'évaluation pour l'impact dans le secteur tertiaire). Cette évaluation se fonde sur une hypothèse de 400 000 constructions neuves par an. L'évaluation d'avril 2013 (RMS) chiffre la réduction des émissions de CO_2 permise par la RT 2012 à 3,55 MteqCO_2 à horizon 2020 (à nouveau uniquement sur le résidentiel)[71].

Cependant, ces "économies" de CO_2 sont calculées par rapport à un scénario tendanciel et non pas par rapport au niveau en valeur absolue des émissions de CO_2 en 2005. Il faut donc comprendre que la mise en œuvre de la RT2012 permet de contenir la hausse des émissions de CO_2 de 3,55 MteqCO_2 par rapport à une situation où le même nombre de logements auraient été construits avec la RT2005.

Il n'est pas possible pour la Cour de se prononcer sur l'efficience de cette mesure car :

[71] Cette évaluation ne tient pas compte du relèvement temporaire du plafond de 7,5 kWh pour les immeubles collectifs.

- l'évaluation de l'impact de la mesure n'est que partielle puisqu'elle ne porte pas sur le tertiaire : or, en moyenne sur la période 2006-2011, les mises en chantier dans le secteur tertiaire (30 Mm² par an) ont représenté environ 44 % des m² nouveaux construits ;

- le coût de la mesure, tant pour les particuliers que pour les entreprises et les personnes publics, n'est pas connu : le ministère évalue l'augmentation des coûts de construction à + 5 à + 8 % par rapport à la RT 2005 en tenant compte d'un effet d'apprentissage liés à la diffusion du label BBC, les constructeurs de maisons individuelles, secteur dans lequel les gains d'industrialisation obtenus dans les grands groupes jouent moins, estiment le surcoût à plus de 10 %[72].

Si l'efficience ne peut être évaluée aujourd'hui, il convient de souligner que le ministère construit ses modèles sur une hypothèse de pleine efficacité de la mesure, c'est-à-dire un respect à 100 % de la RT 2012 pour les constructions neuves achevées à partir du 1er janvier 2014 (pour tenir compte d'un délai de construction d'un an). Or, trois facteurs peuvent aller à l'encontre de cette hypothèse de pleine efficacité dès 2014 :

- L'adaptation du secteur de la construction à la nouvelle réglementation thermique est loin d'être achevée à la date d'aujourd'hui. Dans un secteur aux intervenants multiples comptant de nombreux artisans, la diffusion des formations liées à la RT 2012 reste partielle. De plus, la version stabilisée des logiciels permettant le calcul des performances énergétiques des bâtiments n'est disponible que depuis peu de temps.

- Le contrôle du système repose, contrairement à la situation antérieure, sur des déclarations du maître d'œuvre lors du dépôt du permis de construire et par une attestation à faire réaliser par un professionnel. Cependant, le contrôle par les services de l'État du respect de cette réglementation restera extrêmement marginal. À titre d'illustration, les statistiques du contrôle du respect des règles de construction par l'État montrent que le respect de la RT 2005 a été contrôlé pour 19 logements en 2008 et 84 logements en 2009, cette quasi-absence de capacité de contrôle par les services de l'État

[72] Avec une hypothèse du coût de la construction à 1 500 €/m² et 70 Mm² construits, un surcoût de 5 à 10 % conduit à un surcout total de 5 à 10 Md€/an.

expliquant sans doute le choix du recours à un système d'auto-déclaration pour la RT 2012.

- La sortie des textes est souvent tardives : ainsi les textes fixant les règles de la RT 2012 dans le secteur tertiaire autre que bureaux, enseignement, crèches n'ont été signés que le 28 décembre 2012 pour une application au 1er janvier 2013 et les textes permettant la labélisation de bâtiments aux performances énergétiques supérieures à la RT 2012 ne sont pas sortis à ce jour alors que les scénarios du ministère supposent une augmentation progressive des bâtiments allant au-delà de la RT 2012.

En tout état de cause, si les tendances récentes se prolongent (373 000 logements nouveaux construits par an dont 85 % viennent accroître le parc existant), la RT 2012 aura pour effet principal de freiner la hausse de consommation d'énergie induite par l'accroissement du parc de logements en France. En revanche, son impact en terme d'économies d'énergie sera limité aux 15 % de logements neufs venant en substitution de logements anciens plus consommateurs d'énergie. Sur huit ans, cette substitution ne concernerait que moins de 1,5 % du parc de logements actuel.

La nouvelle réglementation thermique est donc avant tout un instrument de frein de la croissance de la consommation d'énergie et des émissions de CO_2 liée à l'accroissement du parc de bâtiments.

5 - Les travaux de rénovation actuels

Selon les données de l'ADEME (enquête de l'observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement – OPEN), le marché des travaux d'entretien-réparation des logements avait atteint 38,5 Md€ en 2010[73]. Sur ce total, les travaux pouvant avoir un impact énergétique (i.e. ceux portant sur la toiture, les ouvertures, l'isolation, la façade et le chauffage) se montaient à 18,7 Md€.

L'étude de l'ADEME estime que les travaux ayant un impact énergétique se sont montés à 14,3 Md€ en 2010 avec 2,4 millions de logements concernés et une dépense moyenne de 6 410 €HT. Mais sur ce total, les rénovations thermiques lourdes n'ont concerné que 135 000 logements pour un coût moyen de 20 500 €HT.

[73] La Fédération française du bâtiment avance elle le chiffre de 42 Md€ en 2011.

III - Les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire

Le plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) d'avril 2011 prévoit 28 mesures dans le secteur résidentiel-tertiaire. Quatre de ces mesures qui étaient liées à la RT 2005 et aux labels de qualité qui y étaient associés ne sont plus en vigueur Il reste donc 10 mesures relevant de règles contraignantes, neuf mesures relevant d'incitations financières ou fiscales et cinq mesures relevant de l'accompagnement et de la facilitation.

A - Les mesures contraignantes règlementaires

Outre la nouvelle réglementation thermique RT 2012, neuf mesures réglementaires en vigueur sont détaillées dans le PNAEE.

1 - Les mesures prises en application de la directive 2002/91/CE sur la performance énergétique des bâtiments

a) La réglementation thermique des bâtiments existants

Introduite à partir de 2007 en application de la directive 2002/91/CE, la réglementation thermique (RT) des bâtiments existants traite de l'amélioration de la performance énergétique lors de rénovation, en distinguant, selon l'importance des travaux entrepris, entre la RT globale et la RT éléments par éléments.

Pour les rénovations lourdes de bâtiments de plus de 1 000 m², la RT globale définit un objectif de performance énergétique globale pour les bâtiments rénovés, à l'exception de ceux construits avant 1948. Pour les bâtiments de moins de 1 000 m² ou pour les bâtiments de plus de 1 000 m² objets d'une rénovation légère, la RT éléments par éléments définit une performance minimale pour les éléments remplacés ou installés (équipements d'isolation, de chauffage, de production d'eau chaude, de refroidissement, de ventilation).

Un label "haute performance énergétique rénovation" a par ailleurs été créé. Il inclut deux niveaux pour les bâtiments à usage d'habitation : le label "haute performance énergétique rénovation, HPE 2009" pour les bâtiments atteignant une consommation inférieure à 150 kWhep/m²/an et le label "bâtiment basse consommation énergétique rénovation, BBC 2009" pour les bâtiments atteignant une consommation inférieure à

80 kWhep/m²/an. Ce label inclut également un niveau pour les bâtiments à usage autre que d'habitation.

Présentée dans le PNAEE 2011 au titre de l'efficacité énergétique des bâtiments, l'impact de cette mesure n'est évaluée ni au titre des économies d'énergie, ni à celui des émissions de CO_2. Le coût de la mesure n'est pas non plus évalué. Le seul indicateur disponible est celui du nombre de labels attribués.

b) Le diagnostic de performance énergétique

Le diagnostic de performance énergétique (DPE) a été introduit progressivement en France à partir de 2006 en application de la directive européenne 2002/91/CE. Il doit décrire le bâtiment ou le logement ainsi que ses équipements de chauffage, de production d'eau chaude sanitaire, de refroidissement et de ventilation. Il indique soit la quantité d'énergie effectivement consommée (sur la base de factures), soit la consommation d'énergie estimée pour une utilisation standardisée du bâtiment ou du logement. La lecture du DPE est facilitée par deux étiquettes à 7 classes de A à G : une porte sur la consommation d'énergie primaire, l'autre sur les émissions de GES. Le diagnostic comprend également des recommandations qui permettent à l'acquéreur, au propriétaire, au bailleur ou au locataire, de connaître les mesures les plus efficaces pour économiser de l'énergie.

Le DPE est obligatoire pour les ventes depuis le 1er septembre 2006 et pour les locations depuis le 1er juillet 2007, et depuis le 1er janvier 2011, l'affichage de l'étiquette "énergie" du DPE est obligatoire dans les annonces immobilières. Enfin, depuis le 1er janvier 2013, les diagnostiqueurs sont tenus de transmettre à l'ADEME les DPE qu'ils ont réalisés afin de constituer une base de données.

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

S'agissant d'une mesure visant avant tout à la prise en compte du critère d'efficacité énergétique dans les décisions d'achat et de location de logements, son impact sur la consommation d'énergie et les émissions de CO_2 est indirect, donc effectivement difficilement évaluable. Le dispositif français de DPE a néanmoins fait l'objet de critiques en raison du caractère théorique des mesures de consommation d'énergie contenues dans les DPE et de la fiabilité relative des DPE réalisés. Une étude de l'ANAH de 2008 estimait la moyenne de consommation dans les DPE à 240 kWhef/m²/an pour une consommation réelle observée de chauffage et

eau chaude de 150 kWhef/m²/an. Diverses mesures sont en cours de déploiement pour améliorer la fiabilité des DPE.

c) Les trois mesures ayant trait aux chaudières et aux systèmes de climatisation

La directive européenne 2002/91/CE a créé trois obligations nouvelles : l'inspection périodique des chaudières utilisant des combustibles liquides ou solides non renouvelables, d'une puissance nominale utile de plus de 20 kW, la fixation de rendements minimaux pour les chaudières de puissance de 400 kW à 20 MW et l'inspection périodique des systèmes de climatisation d'une puissance nominale effective supérieure à 12 kW.

La réglementation française va au-delà de ces exigences puisqu'elle impose un entretien annuel des chaudières alimentées par des combustibles gazeux, liquides ou solides dont la puissance nominale est supérieure ou égale à 4 kW et inférieure ou égale à 400 kW[74]. L'exploitant des chaudières de puissance de 400 kW à 20 MW a l'obligation de mettre en place des appareils de contrôle et de mesure du rendement, et d'appréciation de la qualité de la combustion. Par ailleurs, elles sont soumises à un contrôle obligatoire, au minimum bisannuel, de façon à s'assurer qu'elles respectent les rendements minimaux réglementaires et que les exploitants procèdent aux opérations de contrôle et de réglage auxquels ils sont astreints[75].

S'agissant des systèmes de climatisation d'une puissance nominale effective supérieure à 12 kW, la réglementation française impose une inspection périodique tous les 5 ans, la première devant intervenir dans un délai de 2 à 3 ans, selon la puissance de l'installation, à compter d'avril 2010. Cette obligation porte sur environ 300 000 systèmes de climatisation, soit 10 % du parc installé.

Les sanctions en cas de non-respect de ces obligations (chaudières et systèmes de climatisation) consistent tout d'abord en une mise en demeure de satisfaire aux obligations dans un délai déterminé. Si à l'expiration du délai aucune mise en conformité n'a été effectuée, l'autorité administrative compétente peut alors soit obliger la personne à consigner la somme entre les mains d'un comptable public, soit faire procéder d'office aux travaux à ses frais. Ces sanctions pourraient

[74] Décret n° 2009-649 du 9 juin 2009 relatif à l'entretien annuel des chaudières dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kilowatts.

[75] Décret n° 2009-648 du 9 juin 2009 relatif au contrôle des chaudières dont la puissance nominale est supérieure à 400 kilowatts et inférieure à 20 mégawatts.

également aller jusqu'à une mise à l'arrêt de l'équipement, ou encore le paiement d'une amende.

Ces trois mesures, citées dans le PNAEE de 2011 et le rapport sur les mécanismes de surveillance de 2013, ne font l'objet d'aucun développement dans ces documents sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

Dans sa réponse à la Cour, le ministère chargé du logement indique qu'une « *étude réalisée par l'ADEME a évalué que le dispositif d'obligation d'entretien annuel des chaudières permettrait de réaliser des économies d'énergie pouvant atteindre 8 à 12 %* ». Cette fourchette de % figure bien sur la plaquette éditée par l'ADEME à destination du grand public sur l'entretien des chaudières mais, interrogée sur ce point, l'ADEME indique ne pas avoir connaissance d'une telle étude.

S'agissant de l'inspection des systèmes de climatisation, une étude européenne menée entre 2007 et 2010 est disponible qui quantifie de manière détaillée les gains possibles et ceux actuellement réalisés avec le système d'inspection européen.

Par ailleurs, le ministère chargé du logement reconnaît que sur le contrôle du respect de ces obligations, qui incombe notamment aux agents de la DGCCRF, « *très peu de retours sont disponibles* ».

2 - Les autres mesures contraignantes

a) L'obligation de travaux dans les bâtiments tertiaires

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 dite Grenelle II a introduit l'obligation de réaliser « *des travaux d'amélioration de la performance énergétique (...) dans les bâtiments existants à usage tertiaire ou dans lesquels s'exerce une activité de service public dans un délai de huit ans à compter du 1er janvier 2012* ».

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

La Cour constate que, alors que le délai de huit ans pour réaliser ces rénovations court depuis plus de 17 mois, le décret d'application permettant de préciser la nature de cette obligation, et donc d'en débuter l'application, n'est toujours pas sorti.

Le ministère chargé du logement semble d'ailleurs abandonner la publication de ce décret puisqu'il indique à la Cour qu'un scénario

alternatif a été récemment défini qui propose « *plutôt que d'imposer une obligation systématique de travaux (…), l'instauration de chartes volontaires dont l'objectif est de lancer la dynamique de rénovation énergétique* ». Ce n'est que lorsqu'une capitalisation suffisante des informations sur les actions les plus pertinentes pour le parc tertiaire aura été faite que la préparation du décret pourra être engagée.

b) L'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie

Dans le PNAEE de 2011, le ministère cite également parmi les mesures concernant l'efficacité énergétique des bâtiments l'obligation introduite par la loi du 13 juillet 2005, donc antérieurement au PEC, de faire réaliser, avant le dépôt du permis de construire, une étude de faisabilité technique et économique des diverses solutions d'approvisionnement en énergie pour les constructions de surface hors œuvre nette supérieure à 1 000 m² ou une opération de rénovation très lourde d'un bâtiment existant de plus de 1 000 m², obligation applicable depuis le 1er janvier 2008. Dans le cadre de la RT 2012, le maître d'ouvrage doit délivré au moment du dépôt du permis de construire un document attestant que l'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie a bien été effectuée.

Dans le PNAEE, le ministère n'indique aucune évaluation du coût de la mesure, aucun indicateur de suivi de sa mise en œuvre, ni aucun élément d'évaluation de la mesure.

c) L'audit énergétique des co-propriétés

La loi Grenelle II a créé une obligation de réaliser un diagnostic de performance énergétique pour les bâtiments équipés d'une installation collective de chauffage ou de refroidissement dans un délai de cinq ans à compter du 1er janvier 2012 et un audit énergétique pour ceux de ces bâtiments en copropriétaire de 50 lots ou plus, et dont la date de dépôt de la demande de permis de construire est antérieure au 1er juin 2001.

Ces mesures, citées dans le PNAEE de 2011 et le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne font l'objet d'aucun développement dans ces documents sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

S'agissant du DPE des copropriétés, ces modalités ont été précisées par le décret n° 2012-1342 du 3 décembre 2012. Si le décret n° 2012-111 du 27 janvier 2012 précise l'obligation de réalisation de l'audit énergétique, son arrêté d'application n'a pas encore été publié. Le démarrage effectif d'audit conforme aux textes réglementaires n'est donc

toujours pas possible alors que près d'un an et demi, sur les cinq donnés comme délai de mise en œuvre de l'obligation, s'est déjà écoulé.

Ces textes ne prévoient aucune sanction en cas de non-respect de l'obligation.

Le ministère estime que si « *certaines copropriétés ne respecteront malheureusement pas l'obligation, les retours et questions que nous avons de la part des bureaux d'études thermiques, des syndics, des syndicats de copropriétaires ou des différentes associations du monde de la copropriété, montrent une dynamique significative pour la réalisation des audits énergétiques* ».

Au total, il y a environ 650 000 copropriétés, dont près de 30 000 concernées par l'audit énergétique. En prenant un coût moyen de 1 000 € pour le DPE et de 5 000 € pour l'audit énergétique, le coût total de la mesure est de l'ordre de 770 M€ sur 5 ans (2012-2016).

Le ministère reconnaît enfin qu'il « *est difficile d'estimer le nombre d'audits énergétiques effectivement réalisés* » et d'estimer le bénéfice attendu pour 2020.

B - Les mesures d'incitation financière

1 - Les certificats d'économie d'énergie[76]

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE) a été introduit en France par la loi POPE du 13 juillet 2005, avant donc l'adoption du PEC. Au 30 septembre 2012, environ 90 % des CEE émis provenaient d'opérations réalisées dans le secteur du bâtiment. Ce mécanisme a fait l'objet d'une évaluation séparée par la Cour des comptes à la demande du premier ministre qui a été publiée en octobre 2013. La Cour y estime que, si les objectifs quantitatifs du dispositif des CEE ont été jusqu'à présent dépassés, l'efficacité du système est difficile à mesurer et peut être améliorée.

2 - Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)

Depuis 2005 et la loi POPE, les particuliers peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt pour l'achat de matériaux ou d'équipements les plus performants en matière d'économies d'énergie ou de production d'énergie d'origine renouvelable. Ce dispositif a été étendu aux

[76] Les CEE qui ont un impact principalement sur le secteur du bâtiment sont classés, dans le PNAEE, comme une mesure relevant du secteur de l'énergie et non du secteur résidentiel-tertiaire.

propriétaires bailleurs et prorogé jusqu'à la fin 2015. Depuis sa création, la liste des équipements éligibles au CIDD ainsi que les taux dont ils bénéficient ont été régulièrement modifiés.

Son coût est estimé à 1,13 Md€ en 2012 et 650 M€ en 2013 (dans le projet de loi de finances pour 2013).

De 2005 à 2010 (les années citées correspondent à celles de réalisation des travaux, la déduction fiscale intervient l'année suivante), 6,2 millions de logements ont bénéficié au moins une fois du CIDD sur un ensemble de 27 millions de résidences principales en France métropolitaine. Le crédit d'impôt total accordé sur cette période s'élève à 12 Md€, pour 40 Md€ de dépenses déclarées par les ménages. En 2010, 1,41 millions de ménages en ont été bénéficiaires et ont bénéficié d'un crédit d'impôt moyen s'élevant à 1 375 €, pour un montant déclaré moyen de 5 880 €.

Afin de rééquilibrer le soutien public en faveur des rénovations lourdes, la loi de finances initiale (LFI) pour 2012 a prévu une modulation du CIDD en fonction de l'ampleur des travaux en introduisant une bonification de taux en cas de réalisation de plusieurs travaux ("bouquet de travaux"), a supprimé l'avantage fiscal aux fenêtres d'une maison individuelle lorsqu'elles ne font pas partie d'un bouquet de travaux, a diminué le taux du crédit d'impôt octroyé au titre de l'installation de panneaux photovoltaïques, a introduit des plafonds d'assiette spécifiques aux panneaux photovoltaïques ainsi qu'aux chauffe-eau solaires (solaire thermique) et a prévu la non-reconduction de l'éligibilité des logements neufs au-delà de 2013, date d'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation thermique.

Le PNAEE de 2011 estimait que le CIDD permettait une économie d'énergie de 1,43 Mtep à horizon 2020. Le RMS de 2013 chiffre lui l'économie d'émission de CO_2 à 3,76 MteqCO_2 à horizon 2020.

Le ministère indique, dans le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), que « *le coût public par tonne de CO_2 évitée a été estimé à 64 € en moyenne sur la période 2009-2012. Ce résultat ne prend en compte ni l'effet rebond (...), ni l'effet d'aubaine (...), qui réduisent l'efficacité du crédit d'impôt. A contrario, d'autres effets qui renforcent l'efficacité de long terme de cette mesure ne sont également pas pris en compte (développement de l'offre de produits, qualification des professionnels,...).*

Plusieurs études et sondages ont cherché à estimer l'importance de l'effet d'aubaine dans le cas de la mise en œuvre du CIDD. Ainsi, d'après les résultats de l'enquête OPEN 2011, le CIDD n'a eu aucun

changement significatif sur 44 % des projets de travaux de rénovation qui en ont bénéficié. (…).

Les gains en isolation permettent également de réduire le coût d'une augmentation du chauffage. De ce fait, les rénovations peuvent induire des gains en consommation d'énergie (et par conséquent en termes d'émissions de GES) moindres qu'escomptés en première analyse. Cet effet rebond permet un gain en confort mais il réduit d'autant les gains d'émissions de gaz à effet de serre permis par les rénovations. Le modèle ResIRF rend compte de ce phénomène, mais sa quantification précise requiert de bien contrôler des paramètres déterminants du comportement des agents (revenu des ménages, typologie des logements). »

Le ministère reconnaît que les données statistiques concernant le crédit d'impôt sont pauvres. Les données sont collectées par la DGFiP à travers la déclaration de revenus. Cependant, le formulaire concernant le crédit d'impôt ne distingue pas, pour un même taux de crédit d'impôt, les équipements installés. Ainsi, l'utilisation d'enquêtes complémentaires (Observ'ER, OPEN) sont nécessaires pour estimer la ventilation des dépenses fiscales par équipements. Ces différents outils ne permettent pas de connaître la qualité et la quantité des rénovations effectuées hors dispositif incitatif.

La Cour des comptes dans son rapport sur les énergies renouvelables indique que « *l'évaluation conduite pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales en 2011*[77] *a néanmoins mis en évidence d'importantes disparités du coût public du carbone évité entre les différents équipements éligibles, sans justification particulière. Mis à jour en 2012, ces coûts diffèrent beaucoup d'une filière à l'autre comme le montre le tableau ci-dessous :*

[77] Rapport d'avril 2011.

Tableau n° 33 Coûts publics de la tonne de CO_2 évitée des différentes technologies aidées par le CIDD pour 2012

Filières	*Coût public en €/t CO_2 évitée*
Solaire thermique	*448*
Isolation des parois vitrées	*139*
Photovoltaïque	*112*
Pompes à chaleur	*53*
Chaudières à condensation	*33*
Isolation des parois opaques (toits et murs)	*21*
Appareil indépendant de chauffage au bois	*20*

Source : Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

(…)

En outre, le dispositif du CIDD n'est pas suffisamment contrôlé en raison de sa complexité technique et des moyens des services fiscaux. Reposant sur un système déclaratif, il fait essentiellement l'objet de contrôles sur pièces. »

Les modèles utilisés permettent d'évaluer l'impact du CIDD sur la réduction des émissions de GES et les consommations d'énergie. D'après l'un de ces modèles, le CIDD a permis de réduire la consommation d'énergie primaire théorique du parc résidentiel de près de 8 % en 2010 par rapport à 2008 et de réduire les émissions de GES théoriques (hors effet de rebond) du secteur résidentiel de près de 7,5 % par rapport à 2008. Le maintien du CIDD jusqu'en 2020 tel qu'il était conçu en 2011 permettrait une réduction de 30 % des émissions du parc entre 2008 et 2020 ainsi qu'une réduction de 30 % de la consommation d'énergie du parc résidentiel. Ainsi, selon le rapport précité, l'objectif de 38 % des consommations d'énergie du parc résidentiel ne serait ainsi pas atteint par le seul CIDD mais il y contribue pour une large part.

En effet, entre 2005 et 2008, 4,2 millions de résidences principales ont fait l'objet de travaux éligibles, soit 15 % du parc des résidences principales. En extrapolant avec le nombre de bénéficiaires en 2009 et 2010 donné par le projet de loi de finance pour 2012, soit 3,1 millions de bénéficiaires, ce serait ainsi près de 25 % du parc des résidences principales qui auraient fait l'objet de travaux. Selon le rapport d'évaluation du CIDD, de 2005 à 2008, ce sont en majorité des logements individuels (83 %) occupés par des ménages qui en sont propriétaires (95 %) construits avant 1975 (66 %) et situés au Nord de la Loire.

3 - L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Introduit par la loi de finances pour 2009, et modifié par la loi de finances pour 2012, l'éco-PTZ permet aux propriétaires de logements de financer des travaux de rénovation à l'aide d'une avance remboursable sans aucun intérêt obtenu auprès de leur banque. En contrepartie, celle-ci obtient de l'État un crédit d'impôt égal à la différence entre la somme actualisée des mensualités dues au titre de l'avance remboursable et la somme actualisée des montants perçus au titre d'un prêt de mêmes montant et durée de remboursement, consenti à des conditions normales de taux à la date d'émission de l'offre.

L'éco-PTZ s'adresse à toute personne propriétaire d'un logement construit avant le 1er janvier 1990, occupé à titre de résidence principale par le propriétaire ou son locataire. Un seul éco-PTZ peut être accordé par logement.

Pour bénéficier de l'éco-PTZ, il faut :

- soit mettre en œuvre un "bouquet de travaux" dans au moins deux catégories définies (par exemple : isolation de la toiture, isolation des murs extérieurs, installation ou remplacement d'un système de chauffage utilisant une source d'énergie renouvelable, etc…) ;
- soit atteindre un niveau de « performance énergétique globale » minimale du logement ;
- soit réhabiliter un système d'assainissement non collectif par un dispositif ne consommant pas d'énergie.

L'éco-PTZ permet de financer jusqu'à 30 000 € de travaux, en fonction des catégories de travaux envisagés. La durée de remboursement peut aller jusqu'à 15 ans. L'éco-PTZ est cumulable avec le CIDD sous condition de ressources.

Tableau n° 34 Nombre et coût des éco-PTZ distribués

	2009	2010	2011	2012
Objectif affiché	50 000	200 000	240 000	320 000
Nombre de prêts émis	70 933	78 484	40 755	33 861
Coût générationnel[78] (M€)	192	189	109	81

Source : Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP)

La dépense fiscale est très nettement inférieure à celle qui avait été prévue initialement du fait à la fois d'une distribution des éco-PTZ inférieure aux objectifs fixés et de la baisse des taux d'intérêts, diminuant le coût unitaire du dispositif.

Le montant moyen des travaux financés par l'éco-PTZ est de 19 879 € pour un montant moyen du prêt de 17 183 €.

D'après le modèle d'évaluation développé par le MEDDTL, les travaux financés par l'éco-prêt à taux zéro sur la période 2009-2010 permettront d'économiser au total environ 2,8 $MtCO_2$ et 14,9 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à une trajectoire tendancielle. Pour ces éco-PTZ, le coût public moyen est ainsi estimé à 56 € par tonne de CO_2 évitée et de 10 € par MWhEP évité.

Le modèle SceGES n'a pas été réutilisé pour mesurer l'impact de l'éco-PTZ sur les missions de gaz à effet de serre sur la période suivante. Par extrapolation, les 225 000 éco-PTZ distribués sur la période 2009-2012 permettraient d'économiser au total environ 4,2 $MtCO_2$ et 22,4 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à cette même trajectoire tendancielle.

4 - L'éco-prêt logement social (éco-PLS)

Dans le parc locatif social, un objectif de rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020 a été fixé par la loi du 3 août 2009 dite Grenelle I. L'atteinte de cet objectif s'appuie sur deux mesures :

[78] Le coût générationnel représente l'ensemble des crédits d'impôt octroyés aux établissements de crédit pour une "génération" donnée, i.e. pour l'ensemble des éco-PTZ dont l'offre de prêt a été émise au cours de l'année de référence. Le crédit d'impôt correspondant à un éco-PTZ est versé en cinq ans, à compter de l'année suivant l'année de mise en force (déblocage) du prêt. La montée en puissance de la dépense fiscale s'explique donc par l'accumulation des générations de prêt faisant l'objet du versement d'une fraction de crédit d'impôt.

- un dégrèvement de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les organismes d'HLM ou les SEM immobilières qui font réaliser des travaux d'économies d'énergie conformes à la réglementation thermique en vigueur égal à un quart des dépenses engagées au cours de l'année précédant celle au titre de laquelle l'imposition est due (ce dégrèvement est imputable sur la TFPB due pour le bâtiment ayant fait l'objet de ces travaux mais également pour tous les autres bâtiments appartenant au même bailleur social imposés dans la même commune ou dans d'autres communes dès lors qu'ils dépendent tous du même centre des impôts) ; le coût de ce dégrèvement est estimé à 92 M€ pour 2013 ;

- un éco-prêt logement social (éco-PLS) qui est un prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations depuis 2009.

La première version de ce prêt (à taux fixe de 1,9 % sur 15 ans et 2,35 % sur 20 ans), distribué de 2009 à juin 2011, a permis d'engager la rénovation de 94 518 logements sociaux et représentait une enveloppe de 1,1 Md€, pour un montant de travaux financés d'environ 2,56 Md€.

L'éco-PLS de deuxième génération est un prêt à taux variable, adossé au taux du livret A, et sa durée maximum est portée à 25 ans. Le taux du prêt dépend de sa durée, pour avoir un équivalent-subvention équivalent quelle que soit la durée : au taux du livret A, sur une durée de 5 à 15 ans ; au taux du livret A + 0,15 %, sur une durée de 16 à 20 ans et au taux du livret A + 0,25 %, sur une durée de 21 à 25 ans.

La distribution des éco-PLS de deuxième génération a commencé en février 2012 : 23 383 logements ont bénéficié de l'éco-PLS au 31 décembre 2012, soit un montant de travaux financé d'environ 770 M€, dont 279 M€ de prêt éco-PLS. La chute du rythme de rénovation entre la première et la seconde génération de prêt s'expliquerait en grande partie par la moindre bonification des taux d'intérêt.

En moyenne, le coût d'une réhabilitation financée par l'éco-PLS s'élève à 28 000 € par logement, pour un montant de prêt éco-PLS de 12 000 €. La réhabilitation porte généralement sur un périmètre plus large que celui de l'efficacité énergétique.

L'éco-PLS étant un prêt bonifié, c'est-à-dire dont le taux est inférieur au coût de sa ressource, il représente un coût pour le fonds d'épargne (et a pour conséquence de réduire son résultat et donc le prélèvement potentiel de l'État sur ce résultat). Ce coût est provisionné dès l'émission du prêt, mais se réalise au fur et à mesure de son remboursement. Le coût est évalué à environ 115 M€ pour la première

génération et 12 M€ pour la seconde génération de prêt (au 31 décembre 2012).

Il est à noter que, dans son rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) d'avril 2013, le ministère indique que l'éco-PLS « *pérennisé jusque fin 2020 a pour objectif la rénovation de 70 000 logements sociaux/an* ». Dans son discours du 21 mars 2013, le président de la République a annoncé un objectif de 120 000 rénovations de logements sociaux par an, soit un quadruplement du rythme actuel (en quatre ans, 2009-2012, l'éco-PLS a permis la rénovation de 117 900 logements sociaux). Pour cela, le taux de l'éco-PLS a été fixé au taux du livret A diminué de 75 points (soit 0,5 % depuis le 1er août 2013) sur une durée de 15 ans.

Le surcoût pour le fonds d'épargne de cette évolution est évalué par la CDC à 140 M€ en partie compensé par la baisse de la rémunération des réseaux bancaires collecteur. Pour mémoire, la rénovation de 70 000 logements prévue en 2012 représentait un coût de 35 M€, pour un taux égal au taux du livret A sur 15 ans.

5 - Le programme "Habiter mieux" de l'ANAH

Le programme "Habiter Mieux" est le programme d'investissement d'avenir "Fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés" (FART)[79] dont l'agence nationale de l'habitat (ANAH) est l'opérateur. Ce programme prend la suite des mécanismes d'éco-subventions et d'éco-primes de l'ANAH en vigueur du 1er janvier 2009 au 31 décembre 2010.

La convention du 14 juillet 2010 signée entre l'État et l'ANAH confie à l'Agence la mise en œuvre de ce programme P 331 « Rénovation thermique des logements », qui mobilise au total 1,35 Md€ : 500 M€ de l'État au titre des investissements d'avenir, 600 M€ de l'ANAH au titre de ses interventions, 250 M€ des fournisseurs d'énergie (EDF – GDF Suez – Total) au titre du dispositif des CEE.

Ce programme cherche à améliorer la performance énergétique du parc de logements privés, quasi exclusivement en étiquette G (le plus énergivore). Il vise un objectif de rénovation thermique de 300 000 logements privés occupés par des propriétaires aux revenus modestes sur la période fin 2010-2017.

[79] Créé par la loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificatives pour 2010 ; les conditions d'emploi du FART sont définies par le décret n° 2011-1426 du 2 novembre 2011 et le règlement qui lui est annexé.

Les ménages éligibles à ce programme bénéficient de :

- l'assistance à maîtrise d'ouvrage d'un opérateur pour certaines missions d'ingénierie (réalisation d'un diagnostic du logement, analyse financière et sociale des capacités du ménage, établissement de scénarios de travaux les plus efficaces et compatibles avec les ressources du ménage, aide à l'élaboration du projet et le montage du dossier de financement, appui à la réception des travaux et aux démarches permettant d'obtenir les financements) ;

- une aide financière à l'ingénierie sociale, technique et financière permettant d'accompagner les ménages propriétaires occupants de ressources modestes tout au long du processus de travaux de 306 € à 438 € (valeur 2012) par logement ;

- une aide aux travaux d'économie d'énergie, dite de solidarité écologique (ASE) d'un montant 1 600 € : cette prime peut être majorée à due concurrence des aides accordées par les collectivités locales, dans la limite d'un plafond de 2 100 €, dès lors que les travaux permettent une amélioration d'au moins 25 % de la performance énergétique du logement ; cette prime forfaitaire s'adosse aux aides de l'ANAH, d'un montant de 20 % ou 35 % d'un plafond de travaux de 20 000 € HT.

Conformément aux termes de la convention du 14 juillet 2010, le programme s'appuie sur la conclusion de contrats locaux d'engagement (CLE) signés à l'échelle départementale, et qui visent à mobiliser le partenariat en matière de repérage et de solvabilisation des ménages.

Le programme Habiter mieux n'a fait l'objet d'évaluation des économies d'énergie ou d'émissions de CO_2 qu'il engendrerait à horizon 2020 ni dans le PNAEE de 2011, ni dans le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013.

Le programme Habiter mieux connaît un démarrage très lent. Sur la période 2010-2013, il devait permettre la rénovation thermique de 135 000 logements moyennant l'engagement de 225 M€, or, le programme a permis d'engager de 2010 à 2012 le financement de la rénovation de seulement 19 477 logements, mobilisant 44,2 M€ du FART.

L'ANAH explique la lenteur de la montée en charge du programme par l'importance du reste à charge qui peut constituer un frein pour de nombreux ménages modestes.

Dans son rapport d'octobre 2013 sur les CEE, la Cour estime que « *la complexité du programme et la difficulté d'identification des publics cibles ont conduit à un démarrage très lent et à un retard qui ne semble pas pouvoir être comblé* ».

Par ailleurs, le ministère classe parmi les actions du PNAEE la création d'un Observatoire national de la précarité énergétique au 1er mars 2011.

6 - Les autres incitations financières

a) Le livret développement durable

Depuis le 1er janvier 2007, les fonds sur les livrets développement durable permettent d'octroyer des prêts à taux avantageux pour le financement de travaux d'économies d'énergie dans les logements construits depuis plus de 2 ans. Les travaux finançables sont ceux éligibles au crédit d'impôt développement durable.

b) Les fonds FEDER

Depuis le juin 2009, les investissements en énergies renouvelables et en efficacité énergétique dans le secteur du logement sont éligibles au fonds européen de développement régional (FEDER). Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, pour la période 2009-2013.

Une circulaire du 22 juin 2009 recommande de calquer les conditions d'attribution de cette subvention sur celles ouvrant droit à l'éco-PLS pour le parc public et l'éco-PTZ pour le parc privé. Dans les DOM, il est recommandé que les interventions visant à améliorer le confort d'été ou à utiliser les énergies renouvelables puissent être financées par le FEDER sous réserve qu'elles soient innovantes ou aient un coût important justifiant d'un besoin de sources de financement complémentaires. Chaque région doit définir sa propre stratégie d'utilisation du FEDER, en concertation avec les acteurs du logement. Les aides doivent être concentrées sur des opérations structurantes regroupant un nombre significatif de logements et visant une performance énergétique exemplaire, afin de donner de la visibilité à l'intervention des crédits européens sur ces mesures.

L'impact spécifique de cette mesure ne fait l'objet d'aucune évaluation.

c) La répartition des économies d'énergie entre propriétaire et locataire

La loi n° 2009-323 du 25 mars 2009 a prévu que la possibilité sous conditions pour le propriétaire de faire participer son locataire, après réalisation des d'économie d'énergie, à hauteur de la moitié de l'économie de charges estimée. Il s'agit d'un instrument essentiel pour encourager la réalisation de travaux dans les logements en location. Aucun élément d'évaluation sur ce dispositif n'est disponible à ce stade.

C - Les mesures d'accompagnement

1 - L'évolution des règles de décision en copropriété

L'article 7 de la loi Grenelle II prévoit une modification des règles de copropriété afin d'introduire :

- un vote à la majorité des voix des copropriétaires de l'exécution de travaux d'intérêt collectif dans les parties privatives aux frais du copropriétaire concerné ;
- un vote à la majorité des voix des copropriétaires de l'installation de compteurs d'énergie thermique ou de répartiteurs de frais de chauffage ;
- l'inscription obligatoire, à l'ordre du jour de l'assemblée générale des copropriétaires qui suit l'établissement d'un DPE ou le cas échéant d'un audit énergétique de la question d'un plan de travaux d'économies d'énergie ou d'un contrat de performance énergétique.

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

Le décret d'application qui fixe la liste des travaux concernés a été publié seulement le 3 décembre 2012 dernier. Le ministère n'a donc pas à ce jour d'éléments sur sa mise en œuvre.

2 - L'individualisation des frais de chauffage

Le ministère fait figurer dans les mesures du PNAEE l'obligation pour tout immeuble collectif pourvu d'un chauffage commun de « *comporter, quand la technique le permet, une installation permettant de déterminer la quantité de chaleur et d'eau chaude fournie à chaque local*

occupé à titre privatif » qui a été créée par la loi n° 74-908 du 29 octobre 1974[80]. Il peut être dérogé à cette obligation « *en raison d'une impossibilité technique ou d'un coût excessif* ».

Ni le PNAEE de 2011, ni le RMS de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle. Le ministère justifiait juste, en 2011, cette inclusion en indiquant que « *cette mesure se fonde sur l'hypothèse d'une réduction de la consommation totale de chauffage de l'immeuble de 10%* ». Il est probable que, depuis quarante ans qu'elle est en vigueur, cette hypothèse a eu le temps d'être vérifiée ou invalidée, et qu'en tout état de cause, l'obligation législative a eu le temps de produire ses effets.

Néanmoins, le décret n° 2012-545 du 23 avril 2012 est venu rappeler cette obligation et en faciliter la mise en œuvre en redéfinissant les impossibilités techniques d'installer ces compteurs et imposant une installation des compteurs avant le 31 mars 2017. L'étude d'impact de ce décret est particulièrement éclairante. Elle chiffre l'investissement nécessaire pour la pose de ces appareils entre 52 et 630 M€ (facteur 1 à 12 lié à la pose ou non de robinets thermostatiques) sur cinq ans, le coût de fonctionnement à 82 M€/an et les économies d'énergies engendrées entre 86 et 145 M€/an. Cela signifie qu'avec les économies nettes attendues (entre 4 et 63 M€/an) et avec un taux d'actualisation nul, il faudrait entre moins d'un an et plus 157 ans pour rembourser l'investissement initial. En d'autres termes, l'administration n'est pas en mesure de se prononcer sur la rentabilité économique de sa mesure.

Par amendement au projet de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes ("loi Brottes"), le Gouvernement a voulu modifier l'article L. 241-9 du code de l'énergie pour avancer au 1er janvier 2015 la mise en place de compteurs individuels et pour y supprimer l'exception à leur installation en raison « *d'un coût excessif* ».

Le conseil constitutionnel a, notamment, justifié la censure de l'article 2 de la loi Brottes[81] sur le bonus-malus énergétique par le fait « *que, pour les logements situés dans des immeubles collectifs qui ne seraient pas dotés au 1er janvier 2015 d'un dispositif de comptage alors qu'ils ne sont pas concernés par l'impossibilité technique précitée, la répartition du bonus-malus entre les logements n'est pas déterminée en fonction de l'objectif poursuivi* », et qu'il était très hypothétique qu'à la date du 1er janvier 2015, les compteurs individuels aient pu être mis en place dans tous les logements non équipés. Les données du gouvernement

[80] Et figure aujourd'hui à l'article L241-9 code de l'énergie.
[81] décision n° 2013-666 DC du 11 avril 2013.

montraient en effet que près de 90 % des logements situés dans des immeubles collectifs équipés de chauffage collectif, soit plus de 4 millions de logements, ne sont actuellement pas équipés d'un tel dispositif de comptage.

3 - La possibilité de dépassement des COS

L'article 20 de la loi Grenelle II a introduit la possibilité pour les conseils municipaux ou les autorités de déroger aux règles de densité d'occupation, dans la limite de 30%, pour les constructions satisfaisant à des critères de performance énergétique élevée ou alimentées à partir d'équipements performants de production d'énergie renouvelable ou de récupération.

Le ministère indique ne pas disposer de données fiables pour évaluer le nombre de délibérations prises en application de cette disposition. Il est donc impossible d'évaluer l'impact de cette mesure.

4 - Les signes de qualité dans le bâtiment

Les processus de reconnaissance des compétences des professionnels du bâtiment (appellations, qualifications, ou certifications) visent à inciter les professionnels à développer ou faire reconnaître leurs compétences et les donneurs d'ordre à faire appel de préférence à des entreprises qualifiées.

Concernant le domaine des économies d'énergie, plusieurs dispositifs ont été mis en place à l'initiative des professionnels et/ou des pouvoirs publics :

- l'organisme QUALIBAT131 a mis en place de nouvelles certifications "Energies renouvelables" et "Rénovation énergétique", ainsi que la mention "Efficacité énergétique", qui accompagne désormais les qualifications se rapportant à l'enveloppe et à l'équipement technique ;
- le label ECO Artisan, développé par la CAPEB (Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment) et attribué par QUALIBAT, identifie des artisans spécialisés en réhabilitation énergétique globale des bâtiments ;
- le label des "Pros de la performance énergétique", développé par la FFB (Fédération Française du Bâtiment), identifie les entreprises disposant soit d'une qualification professionnelle QUALIBAT ou Qualifelec avec la mention "économie

d'énergie", soit d'un certificat QUALIBAT ou Certibat sur l'offre globale de rénovation énergétique.

Devant la multiplication des signes de qualité et le manque de lisibilité qui en résulte pour les particuliers, les professionnels et le ministère ont créé un label « Reconnu Grenelle Environnement ».

5 - Les programmes de formation et de recherche

Le programme FEEBat (Formation aux Economies d'Energie dans le Bâtiment) financés par le dispositif des certificats d'économie d'énergie à travers un partenariat avec EDF, vise à développer et adapter l'offre de formation continue. Fin 2012, 52 000 stagiaires avaient assistés à l'un des modules de formation du programme FEEBat pour un objectif de 120 000 stagiaires formés fin 2012.

Le programme « Règles de l'art Grenelle environnement 2012 » (RAGE) vise d'une part à mettre à jour les règles de l'art en vigueur et en proposer de nouvelles en particulier pour les travaux de rénovation et d'autre part à réviser les référentiels de formations initiales et continue du secteur. Ce programme est financé au travers des CEE.

D - L'État exemplaire

Conformément aux recommandations incluses dans les textes européens[82], la France a développé une politique d'État exemplaire qui comporte un volet efficacité énergétique.

À la suite de l'engagement n° 4 du Grenelle de l'environnement (fin 2007), la loi du 3 août 2009 dite Grenelle I consacre son article 48 à "l'État exemplaire". Aux termes de celui-ci, les administrations de l'État entreprendront, notamment, au plus tard en 2009 un bilan de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de GES et engageront un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d'amélioration de 20 % en 2015.

La circulaire du Premier ministre n° 5351/SG du 3 décembre 2008 relative à l'exemplarité de l'État au regard du développement durable dans le fonctionnement de ses services et de ses établissements publics, organise l'action des administrations centrales et déconcentrées ainsi que des opérateurs de l'État et cadre cette action dans trois domaines : les achats courants, les mesures d'éco-responsabilité, enfin la responsabilité

[82] Ainsi, la directive 2006/32/UE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique demande à ce que « *les États veillent à ce que le secteur public joue un rôle exemplaire dans le cadre de la présente directive* ».

sociale de l'État. Ces actions sont déclinées dans des fiches annexées à la circulaire, et comporte, pour la plupart des actions, des indicateurs devant être renseignés chaque année.

Parmi les très nombreuses actions listées dans ces fiches figurent, par exemple, l'établissement d'un bilan des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre des administrations centrales d'ici à la fin de l'année 2008, l'établissement d'audits énergétiques de tous les bâtiments de l'État d'ici à fin 2010 ou l'interdiction d''acheter des lampes à incandescence et l'obligation d'installer des dispositifs d'extinction automatique de l'éclairage.

Les circulaires du 16 janvier 2009 relatives à l'immobilier de l'État, dont l'objet dépasse le cadre du Grenelle de l'environnement, comportent néanmoins des préconisations visant à sa mise en œuvre.

L'objectif assigné en matière de rénovation énergétique du parc existant de l'État et de ses établissements publics est de réduire les consommations d'énergie d'au moins 40 % et les émissions de GES d'au moins 50 % dans un délai de dix ans. Tous les bâtiments de l'État et de ses principaux établissements publics devront faire l'objet d'un audit technique d'ici à fin 2010 et les travaux devront être engagés d'ici à 2012, en ayant traité à cette échéance les surfaces les moins économes. Le coût total de ce programme de rénovation thermique est alors estimé à 24 Md€, dont 10 Md€ pour l'État seul.

Si la politique "État exemplaire" n'omettait donc pas initialement les questions bâtimentaires, elle a vite connu des limites. Les surfaces concernées ont été circonscrites aux surfaces de l'administration centrale. Il est vrai que la circulaire du 16 janvier 2009 attribuait aux préfets la charge de l'État "propriétaire" dans les régions et départements, y compris les responsabilités liées au Grenelle, comprenant notamment la rénovation thermique et la mise à niveau des bâtiments.

À titre d'exemple, le ministère en charge du développement durable a procédé aux audits de ses surfaces pour une surface totale de 240 748 m² SHON. En se référant au total des surfaces occupées par le programme « Ecologie, développement et aménagement durable », soit 3 574 258 m² en 2008 (dont 1 124 688 m² de bureaux), les audits n'ont couvert qu'une très faible proportion des surfaces : 7 % environ du total des surfaces et 20 % des surfaces de bureaux.

Le ministère n'a pas été particulièrement actif dans la mise en place des audits, mais en cela, il ne se distingue pas des autres administrations. En effet, il avait été prévu dans le cadre du "plan de relance" de consacrer 50 M€ à la campagne d'audits des bâtiments de

l'État. Ces audits ont principalement porté sur le parc immobilier des services déconcentrés de l'État dont la gestion relève des préfets.

De cette campagne, qui était normalement une première étape avant le lancement des travaux destinés à remplir les objectifs du Grenelle, on peut retenir que :

- elle a été plus lente à se mettre en place que prévu, les audits ayant pour la plupart été réalisés à partir de la fin de l'année 2010 alors que la loi Grenelle anticipait que les résultats seraient déjà disponibles à cette date ;
- elle n'a concerné qu'une fraction minoritaire du parc immobilier de l'État : les audits réalisés ont porté sur 10,3 Mm² du parc immobilier occupé par des services de l'État soit 16 % des 68,6 Mm² des biens de l'État qu'ils occupent ;
- les résultats des audits sur la performance énergétique des bâtiments ont fait ressortir que les bâtiments de classes E, F et G, de moindre performance, constituent environ un quart des surfaces de l'échantillon. Concernant les gaz effet de serre (GES), le ratio est meilleur pour le cumul des classes E, F et G (15 %).
- les audits n'ont pas été suivis, en règle générale, de travaux, en raison de la situation budgétaire de l'État. Compte tenu de l'âge d'une partie du parc immobilier, les actions à mener doivent en outre comprendre des travaux d'améliorations des performances énergétiques avec des travaux de gros entretien, ce qui nécessite la mobilisation de programmes budgétaires différents (le programme 723 orienté vers l'investissement mobilier ; le programme 309 consacré au gros entretien immobilier des biens dont l'État est propriétaire ; et le programme 333 « moyens mutualisés des administrations déconcentrées » qui couvre, entre autres, le petit entretien immobilier). Enfin, la difficulté à dégager des moyens dans le contexte économique conduit à arbitrer en interministériel les décisions de réaliser des travaux sur un ensemble immobilier plutôt qu'un autre. Des administrations peuvent être contraintes de demeurer dans des locaux très consommateurs en énergie.

Les audits sont restés sans lendemain, au MEDDE comme ailleurs, et le ministère s'est davantage consacré à la mise en place de son projet de regroupement immobilier. Il n'est guère surprenant, dans ces conditions, que le poste "énergies et fluides, éclairage" n'ait pas accusé de

baisse au cours de la période : la consommation d'énergie, en volume, a augmenté de 9 % en 2011 par rapport à 2009. Pour le coût par agent, le ministère en charge du développement durable n'a validé les indicateurs interministériels qu'en ayant recours à des taux d'actualisation très importants : +6,65 % en 2010 et +17 % en 2011, qui sont excessifs compte tenu du mix énergétique du ministère (la consommation électrique, dont le prix a moins augmenté, représente 55 % de la consommation totale du ministère).

Comme il a été indiqué, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012 relative à l'efficacité énergétique, premier texte européen contraignant venant traduire l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique, impose, au titre de l'exemplarité du secteur public, à chaque État membre de veiller à ce qu'à partir du 1er janvier 2014, 3 % de la surface au sol totale des bâtiments chauffés et/ou refroidis appartenant au gouvernement central et occupés par celui-ci soient rénovés chaque année de manière à satisfaire à des exigences minimales en matière de performance énergétique.

Les limites de la politique d'État exemplaire en France entre 2007 et 2013 augurent mal du respect de cette contrainte.

IV - L'évaluation de la politique d'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire dans le PEC

A - L'atteinte des objectifs globaux du PEC – l'efficacité de la politique

1 - Les scénarios d'évaluation apparemment en ligne avec les objectifs 2020

Pour répondre aux exigences de la directive 2006/32/CE dite ESD, la France s'est fixé comme objectif indicatif d'atteindre un volume d'économies d'énergie finale d'environ 12 Mtep en 2016. Dans le PNAEE de 2011, le ministère évalue deux scénarios : un scénario tendancielle PG (pré-Grenelle) et un scénario AMS (scénario fondé sur la modélisation de l'impact de l'ensemble des mesures décidées à l'été 2010 et des objectifs sectoriels inscrits dans la loi suite au Grenelle de l'environnement). L'évaluation des économies d'énergie dans le scénario AMS se monte à 18 Mtep en 2016, au-delà donc de l'objectif.

Dans le RMS de 2013, le ministère évalue aussi deux scénarios :

- un scénario AME (avec mesures existantes) qui prend en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1er janvier 2012[83] ;
- un scénario AMS (avec mesures supplémentaires) qui prend en compte – en plus des mesures déjà considérées dans le scénario AME – celles additionnelles décidées depuis le 1er janvier 2012 et surtout celles prévues même si elles n'ont pas encore été mises en œuvre.

Le scénario AME conduirait à une baisse de 14,7 % des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2020 (hors secteur SCEQE). La France atteindrait donc juste l'objectif de réduction qu'elle a accepté pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE dans le cadre du paquet énergie climat, soit –14 %. Le scénario AMS permettrait lui une baisse de 22 % entre 1990 et 2020 des émissions de ces secteurs.

Dans ces scénarios, la France atteint ses objectifs et cela en grande partie grâce au secteur logement-tertiaire.

2 - Le scénario avec mesures existantes est fragile

Comme le reconnaît avec euphémisme le ministère dans son rapport RMS de 2013, « *le scénario AME pourra être considéré comme légèrement ambitieux sur certains points* ». Le caractère très ambitieux des hypothèses sous-jacentes concerne principalement la construction neuve de logements.

Le PNAEE de 2011 reposait sur une hypothèse de construction de 400 000 logements neufs par an dont 58 % de maisons individuelles, le rapport RMS de 2013 sur une hypothèse de construction de 500 000 logements neufs par an dont 51 % de maisons individuelles (la réduction de 58 à 51 % de la part des maisons individuelles, favorable en termes de scénario de consommation énergétique, est justifiée puisque le nouveau pourcentage correspond à la part des maisons individuelles dans les logements neufs commencés entre 2007 et 2012).

Ces deux chiffres constituent une rupture par rapport à la moyenne des mises en chantier sur les douze dernières années qui est de 373 000 logements par an sur le territoire métropolitain. Depuis 1987, le chiffre des mises en chantier n'a dépassé les 400 000 qu'à trois reprises (2005, 2006 et 2007).

[83] Ce scénario est voisin du scénario AMS du PNAEE de 2011 mais sans être totalement identique.

Par ailleurs, le rythme de 500 000 constructions neuves par an amène la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) à inclure des hypothèses très fortes dans son scénario pour rester cohérent avec les projections de l'INSEE sur le nombre de ménages (+8,9 % entre 2010 et 2020) :

- le modèle prévoit ainsi un quadruplement du nombre de démolitions de logements anciens (de 43 000 à 160 000 par an) alors qu'aucune mesure politique n'est avancée pour justifier ce quadruplement ;
- le nombre de logements vacants connaît une croissance forte (+33,7 %) ce qui porte le nombre de logements vacants à 2,9 millions à l'horizon 2020 et pour boucler le scénario à horizon 2030 en gardant l'hypothèse de 500 000 constructions neuves, il faut envisager une augmentation de 1,5 million du nombre de logements vacants entre 2010 et 2030.

Enfin, les scénarios de la DGEC se fondent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre à 100 % dès 2013 de la RT 2012 pour le rapport RMS, alors que tous les outils ne sont pas disponibles et que la diffusion des formations dans le secteur très éclaté du bâtiment est encore très partielle.

Avec ce jeu d'hypothèse, le parc occupé de résidences principales serait constitué à hauteur de 17 % de logements construits après 2010. Les hypothèses de 500 000 constructions neuves par an et de 160 000 destructions par an, dont le caractère réaliste n'est pas établi à ce jour et qui conduisent à une augmentation non souhaitée du parc de logements vacants, facilitent donc de manière factice l'atteinte de l'objectif de réduction de 38 % de la consommation d'énergie du parc de logements.

3 - Le scénario-objectifs n'est que marginalement utile à la vérification du respect par la France de ses engagements au titre du PEC

Les simulations du scénario AMS tant du PNAEE de 2011 que du RMS de 2013 comportent des hypothèses qui font perdre son sens à l'évaluation globale des résultats. Pour la partie la plus importante du programme d'efficacité énergétique de la France (la rénovation du parc de bâtiments existants), le modèle d'évaluation de l'atteinte des objectifs part de l'hypothèse que les objectifs seront atteints.

En effet, dans ces scénarios, le ministère prend comme postulat de départ que « *l'ensemble des mesures introduisant une obligation de résultat pour les acteurs concernés atteindrait pleinement leur objectif. Cette règle concerne en particulier :*

- la mise en œuvre des réglementations thermiques ou les obligations de rénovation introduites par la loi Grenelle 1

- les obligations de rénovations imposées aux bâtiments de l'État ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (loi Grenelle 2). Pour les premiers, l'objectif de la loi a été repris. Pour les seconds, la loi ne précisant pas d'objectif, et les décrets d'application étant encore en phase d'élaboration, il a été considéré que cette obligation permettrait d'atteindre une réduction de 38% des consommations d'ici 2020 (soit l'objectif moyen de réduction inscrit dans la loi Grenelle 1 pour l'ensemble du parc existant). »

Les scénarios AMS de 2011 ou de 2013 ont donc pour première utilité de vérifier que la somme des objectifs de chacune des politiques sectorielles permet d'atteindre l'objectif global du PEC.

Ils permettent également de tester des jeux d'hypothèses permettant d'atteindre l'objectif de réduction de 38% de la consommation d'énergie des bâtiments à l'horizon 2020.

Il reprend l'hypothèse de 500 000 constructions neuves par an déjà analysée.

S'agissant des logements existants, l'hypothèse est de 900 000 rénovations thermiques lourdes par an de 2013 à 2020, alors que le Grenelle de l'environnement tablait sur 400 000 rénovations lourdes par an (dont 70 000 logements sociaux) et que le discours du président de la République du 21 mars 2013 parle de 500 000 rénovations thermiques (dont 120 000 logements sociaux). Sur la période 2009-2012, l'éco-PTZ et l'éco-PLS ont permis de lancer en moyenne moins de 90 000 rénovations thermiques lourdes par an (auxquelles il convient d'ajouter les rénovations lourdes financées par le CIDD difficilement chiffrables). L'étude OPEN de l'ADEME estime le nombre de rénovations thermiques lourdes à 135 000 en 2010, année où l'éco-PTZ avait atteint son maximum et où les conditions d'accès au CIDD n'avait pas encore été restreintes.

Les scénarios du ministère comportent des hypothèses très fortes de passage au chauffage bois (passage de 8 % à 19 % des résidences principales équipées en systèmes de chauffage au bois) ou sur le taux d'équipement en eau chaude sanitaire solaire (30% des maisons individuelles et 10 % des logements collectifs).

S'agissant du parc tertiaire existant, les scénarios de la DGEC partent d'une hypothèse de continuation de la dynamique de croissance des surfaces par employé constatée sur la période 2000-2010. Cette hypothèse conduit à un parc de bâtiments tertiaire de 1 120 Mm² à

l'horizon 2030 contre 920 Mm² en 2010, soit un accroissement annuel moyen de 10 Mm² (contre 12 Mm² entre 2000 et 2010 et 14 Mm² entre 1990 et 2000).

Le ministère constate que « *peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (L'Observatoire Régional de l'Immobilier d'Entreprise en Ile-de-France) avance un chiffre compris entre 0,8 % et 1,4 % pour les bureaux franciliens* ». Un rythme de 1 % de rénovation du parc est proposé pour le scénario AME. En revanche, s'il l'on veut tenir l'objectif d'une réduction de 38 % de baisse de la consommation d'énergie, il faut rénover 50 % du parc public et privé d'ici à 2020. Cela devrait se traduire par le passage d'un rythme de 1 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation moyenne, rythme déjà lui-même incertain, à un rythme de 5 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation profonde par an. Les résultats obtenus dans le cadre du programme "État exemplaire" montrent le caractère irréaliste de cette hypothèse pour la sphère publique.

4 - Aucune analyse de sensibilité n'a été publiée

Face à une situation aussi incertaine, et dont le degré d'incertitude ne peut être réduit de façon aisée, ma démarche souhaitable aurait été de mener des analyses de sensibilité. La seule analyse qui a été menée dans la construction des scénarios évalués dans ces différents rapports a porté sur les hypothèses de croissance du PIB et de prix du baril de pétrole. Les autres variables ou hypothèses clefs du modèle n'ont pas fait l'objet d'analyse de sensibilité.

B - Les limites à l'évaluation de l'efficience de la politique de mise en œuvre du PEC dans le bâtiment

Si l'évaluation de l'efficacité de la politique de mise en œuvre du PEC dans le secteur du bâtiment est soumise à un fort aléa, la France ne s'est pas mise dans la situation de pouvoir évaluer objectivement l'efficience de cette politique.

Le premier obstacle à l'évaluation de l'efficience de cette politique est l'absence de calcul du coût pour la collectivité, et pas seulement pour les finances publiques, des mesures prises.

Le second obstacle est la non quantification, dans les outils d'évaluation, de certains biais structurels De nombreux travaux d'évaluation des politiques publiques d'économies d'énergie ou d'efficacité énergétique ont été menés dans le monde entier. Ces évaluations cherchent à mettre en rapport l'argent (public ou privé) dépensé et les quantités d'énergie ou de CO2 économisées. Elles reposent

sur des quantités d'énergie consommée calculées et non pas constatées. Les travaux menés ont permis de mettre en lumière les écarts entre les deux qui constituent une limite structurelle à toute évaluation de ces politiques publiques.

Ces écarts sont de quatre type : la surestimation de la consommation de départ, l'effet rebond, les défauts de mise en œuvre et l'effet d'aubaine.

1 - La surestimation de la consommation de départ et l'effet rebond

Les travaux d'évaluation ont montré que très souvent la consommation d'énergie réelle des ménages dans les bâtiments avant rénovation thermique est inférieure à la consommation théorique utilisée dans les modèles d'évaluation. Une étude pour l'Allemagne, publiée en 2012, a montré que la consommation réelle était 30 % moindre que celle utilisée dans les calculs d'économies d'énergie attendues.

Pour la France, les travaux de la direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP) montrent que 16 % des résidences principales ont une facture d'énergie réelle correspond aux étiquettes énergie F et G du DPE alors que 30 % des résidences principales ont une étiquette DPE F ou G. En valeur absolue, cela signifie une surestimation théorique de 2,4 millions du nombre de logements peu performants sur le plan énergétique (surestimation de 30 %).

À cet écart de départ, s'ajoute un autre écart une fois les travaux d'efficacité énergétique réalisés : les ménages utilisent une partie de leur gain de pouvoir d'achat obtenu grâce à ces travaux pour augmenter la quantité d'énergie consommée. Typiquement, un ménage qui limitait son chauffage en-dessous de 19 °C par manque d'argent, profitera des travaux d'efficacité énergétique pour se chauffer mieux. Ce mécanisme qui vient annuler une partie des gains liés aux politiques d'efficacité énergétique est appelé "effet rebond".

La quantification de ces effets de surestimation initiale de la consommation et de rebond de consommation est difficile. La littérature scientifique qui se concentre sur l'effet rebond donne une estimation large de cet effet : entre 20 et 60 % de l'économie théorique serait perdue par effet rebond. Cet effet rebond est décroissant avec le niveau de revenu, il est maximal pour les ménages en situation de précarité énergétique.

Quelles que soient les incertitudes sur la quantification de ces effets de surestimation, il est important de les prendre en compte dans les travaux d'évaluation.

Les travaux d'évaluation du programme de certificats d'économie d'énergie au Royaume-Uni utilisent un coefficient de réduction de 30 % pour calculer les gains liés au programme d'isolation des bâtiments alors que les travaux d'évaluation des programmes de la Banque allemande de développement (KfW) n'utilisent pas de facteur de réduction prenant en compte l'effet rebond.

Les scénarios prospectifs de la DGEC qui évaluent l'atteinte des objectifs français du PEC comme l'outil d'évaluation des principales mesures des politiques d'efficacité énergétique du ministère (SceGES) s'appuient sur une description fine du parc de logements pour ensuite en calculer, à l'aide d'algorithmes spécifiques à la thermique du bâtiment, les consommations de chauffage. Ainsi donc, ils utilisent un outil plus pertinent que le seul DPE théorique mais le modèle reste fondé sur une analyse de la thermique des bâtiments sans analyse complémentaire des comportements. Ils comportent donc un risque de sur-estimation de la consommation réelle avant mesures d'économie.

Pour son rapport d'évaluation du CIDD, l'IGF a montré, en utilisant le modèle Res-IRF que les économies d'énergies réelles, sans effet rebond, sont environ 1,8 fois plus faibles que les économies théoriques et qu'en prenant en compte l'effet rebond, les économies d'énergie sont à nouveau divisées par un facteur proche de 2,5.

Une autre source d'écart entre les économies d'énergie réelles et celles calculées théoriquement vient des défauts de qualité dans le déroulement des travaux. Ceci est particulièrement vrai pour les travaux d'isolation. La pleine réalisation des économies d'énergie suppose une parfaite maîtrise des techniques de rénovation thermique. Or, ces travaux sont entrepris par une multitude d'acteurs qui n'ont pas toujours une parfaite maîtrise de l'ensemble des techniques nouvelles. Cet écart a été analysé en détail dans le cas allemand.

2 - L'effet d'aubaine

Les mesures d'incitation financière (subvention, déduction fiscale ou bonification d'intérêt) qui visent à modifier les comportements et, ici, à convaincre les ménages de réaliser des investissements d'efficacité énergétique, bénéficient également à des ménages qui auraient de toutes les façons réalisé cet investissement. Cet "effet d'aubaine", qui n'a pas d'influence sur l'efficacité d'une mesure, vient en réduire l'efficience. Il devrait donc être pris en compte dans les analyses visant à calculer, par exemple, le coût en argent public par tonne de CO_2 évitée.

L'abondante littérature sur l'effet d'aubaine dans le domaine de l'efficacité énergétique dans le bâtiment en donne des estimations très

larges allant jusqu'à une réduction de l'impact direct de l'argent public distribué de 80-90 % pour des programmes évalués aux États-Unis. Néanmoins, ces articles notent également que l'effet d'aubaine est en partie contre-balancé par un effet inverse où les ménages investissent au-delà de ce qu'exige le programme de subvention.

Les évaluations des programmes anglais de certificats d'économie d'énergie prenaient en compte un effet d'aubaine estimé à 30 % pour la première vague et à 20 % pour la deuxième vague. Les travaux officiels d'évaluation du programme KfW en Allemagne ne prennent pas en compte l'effet d'aubaine.

Pour la France, selon l'évaluation de l'IGF du CIDD, « *le modèle SceGES prend en compte un effet d'aubaine uniquement sur les équipements de maîtrise de la demande énergétique et dans une mesure très probablement en-deçà de la réalité* ».

Le fait que l'effet d'aubaine ne soit pas pris en compte dans les outils d'évaluation fausse les conclusions en matière d'efficience des programmes publics d'intervention (le rapport entre l'argent public dépensé et l'atteinte des objectifs). En revanche, cela n'a pas d'impact sur l'analyse de l'efficacité des mesures (qui ne s'intéresse qu'à l'atteinte des objectifs).

L'industrie

I - Les objectifs du paquet énergie-climat dans l'industrie

Le secteur industriel est directement concerné par deux des objectifs du paquet énergie-climat adopté par le conseil européen du 12 décembre 2008, ceux concernant l'efficacité énergétique et l'émission de GES.

S'agissant des émissions de PES, l'industrie au sens large est ainsi soumise à une double réglementation. Il a tout d'abord été décidé de mettre en œuvre un système d'échange de quotas d'émission, celui-ci est examiné en tant que tel par ailleurs (cf. Annexe I.5 sur le SCEQE). Ce dispositif ne concerne que le secteur énergétique et les grandes installations industrielles.

Les émissions de GES dues aux secteurs non couverts par le SCEQE représentant environ 40 % du total, ce système a été complété en élargissant le champ soumis à des objectifs contraignants d'émissions de GES. C'est l'objet spécifique de la décision 406/2009 du 23 avril 2009, dite "partage de l'effort", qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE dont les petites installations industrielles. Cette décision programme une réduction progressive entre 2013 et 2020, mais différenciée selon les pays dans une fourchette allant de -20 % à + 20 % ; pour la France, comme pour l'Allemagne, cette réduction est de 14 % par rapport au niveau des émissions de GES de 2005.

Ce texte doit, en effet, être compris comme un complément aux textes précédents[84] . Comme l'indiquent explicitement les attendus de la décision : *« afin que l'objectif (de – 20% en 2020) soit atteint dans des conditions économiquement acceptables, il convient que tous les secteurs contribuent à réaliser ces réductions d'émissions. Il convient donc que les états-membres mettent en œuvre des politiques et des mesures supplémentaires pour limiter encore davantage les émissions de GES provenant de sources ne relevant pas de la directive 2003/87* ».

De même que le champ SCEQE concerne depuis 2009 les six gaz couverts par le protocole de Kyoto, celui de la décision 406/2009 couvre d'emblée l'ensemble des GES (dioxyde de carbone (CO_2), méthane

[84] En particulier la directive 2003/87 qui établit le SCEQE et fixe un objectif de -20 % d'émissions de GES en 2020 par rapport aux niveaux de 1990.

(CH_4), protoxyde d'azote (N_20), hydrocarbures perfluorés (PFC) et hexafluorure de soufre (SF_6), exprimées en tonnes équivalent CO_2, *« à l'exclusion des émissions de GES couvertes par la directive 2003/87* »).

En définitive, l'articulation des objectifs et des contraintes fixés par le PEC s'organise de la manière relativement complexe décrite par le schéma ci-après.

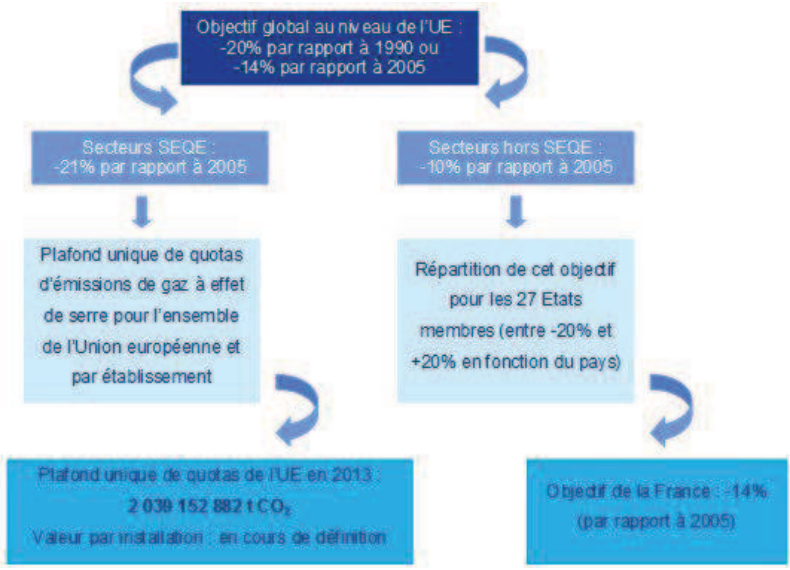


Figure 46. Articulation des objectifs de réduction des émissions de GES à l'horizon 2020 visant les secteurs SCEQE et les secteurs non SCEQE (source : CITEPA)

II - L'application du PEC au secteur industriel

A - La place de l'industrie dans la consommation d'énergie

Le PEC est venu renforcer la politique de l'Union concernant l'efficacité énergétique. Pour les secteurs non SCEQE, il s'agit, globalement, de réaliser 20 % d'économies d'énergie primaire d'ici à 2020 par rapport à la situation qui prévalait en 1990, ou encore -14 % par rapport à la situation de 2005.

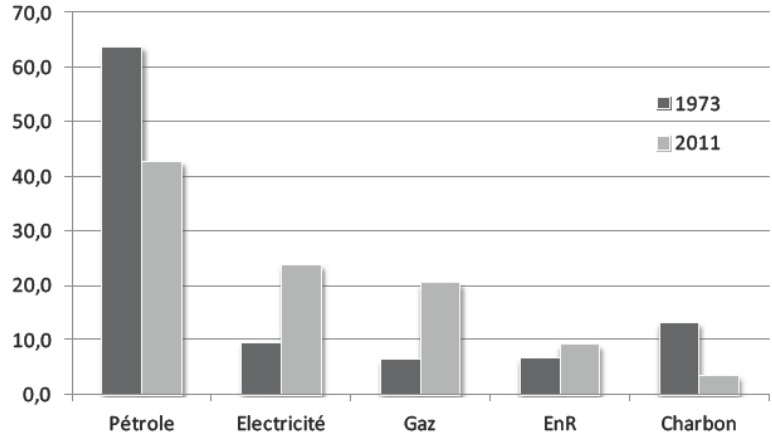


Figure 47. Consommation totale d'énergie finale en France (hors branche énergie) En pourcentage du total (données corrigées des variations climatiques) Source : SOeS, Bilan de l'énergie 2011, graphique CESE[85]).

Le secteur industriel (hors branche de l'énergie) consomme une part décroissante d'énergie finale. Il représente actuellement 21 % de la consommation finale d'énergie en France, contre 36 % en 1973.

Tableau n° 35 Structure sectorielle de la consommation finale énergétique

%	1973	1990	2002	2010	2011	2012
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	42,2	43,8	44,3	44,5
dont résidentiel	nd	nd	nd	29,3	29,6	29,8
Transports	19,4	29	31,2	31,9	31,9	31,9
Industrie	35,9	27,1	23,8	21,5	20,9	20,8
dont sidérurgie	9,4	4,9	3,8	3,3	3,2	3,1
Agriculture	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
Total énergétique	100	100	100	100	100	100

Données corrigées des variations climatiques, en %
Source : CGDD, Bilan énergétique de la France pour 2012

Par source d'énergie utilisée par le secteur, le gaz partage désormais avec l'électricité la première place, alors que le pétrole et le charbon diminuent tendanciellement. Enfin, les énergies renouvelables sont en hausse dans le bilan global.

[85] « Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire », Avis du Conseil économique, social et environnemental, 9 janvier 2013.

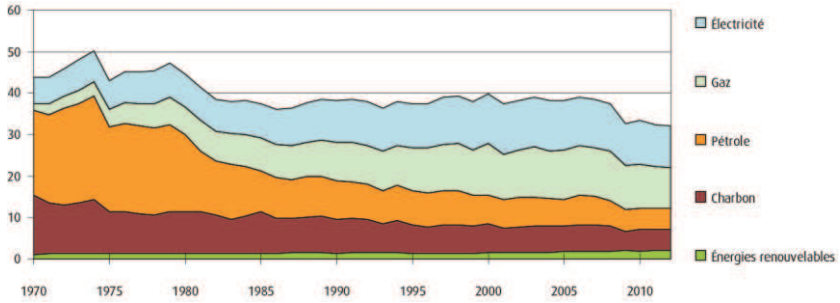


Figure 48. En valeur absolue ; Consommation finale énergétique dans l'industrie ; Données corrigées des variations climatiques, en Mtep (source : CGDD, Bilan énergétique de la France pour 2012)

Après un pic au début des années soixante-dix (48 Mtep en 1973), la consommation d'énergie finale du secteur industriel a ensuite nettement décru ; elle passe sous les 40 Mtep au début des années 80. Elle a ensuite quasiment stagné, s'établissant à 40 Mtep en 2002. Elle a depuis connu une nette décroissance, plus fortement marquée depuis le déclenchement de la crise. Passée en 2009 sous les 34 Mtep, elle est de 32,8 Mtep en 2011. Alors que l'industrie était le second secteur consommateur, elle depuis lors été supplantée dans cette position par les transports.

B - L'industrie et les émissions de gaz à effet de serre

Entre 1990 et 2007, les émissions de CO_2 de l'industrie manufacturière et de la production d'énergie ont diminué ensemble de près de 20 Mt, alors que celles de l'ensemble des activités de commerce et de service ont enregistré un accroissement de 19 Mt. La baisse des émissions industrielles a résulté pour l'essentiel de l'évolution technique. Cette évolution ne résulte que très peu de la modification des parts relatives de l'industrie et du commerce dans l'ensemble de la production nationale. Considérée en termes d'émission de GES, l'industrie a représenté en 2011, 94 MteqCO_2, soit 19 % du total des émissions de GES de la France ; en valeur absolue, ces émissions sont inférieures de 37 % à leur niveau de 1990. Les émissions de l'industrie manufacturière baissent donc sensiblement depuis 1990, avec notamment une forte réduction entre 1997 et 2002 et entre 2007 et 2009.

Ce constat est à mettre en relation avec la part de la production manufacturière dans la valeur ajoutée française qui, de 1990 à 2009, est passée de 18 % à 10 % entre 1990 et 2010, en volume, elle a crue d'un

tiers environ entre 1990 et 2007, avant de décroître de 12 % en deux ans, puis de se stabiliser.

Il est donc assuré que la baisse des émissions n'aurait pas été aussi forte sans la contraction de l'activité industrielle, particulièrement forte dans certains sous-secteurs (production de minéraux,...) et sa stabilisation dans d'autres.

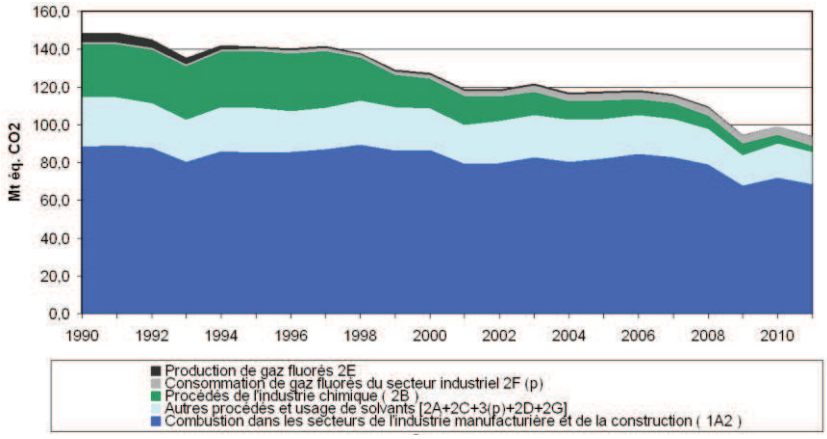


Figure 49. Evolution des émissions liées à l'industrie en millions de tonnes équivalent CO_2 (Source : RMS 2013, d'après Inventaire CCNUCC de la France, périmètre Convention, CITEPA, soumission 2013)

Néanmoins, considérée sur l'ensemble de la période, c'est pour l'essentiel la modification progressive de certains procédés, notamment dans la chimie, qui en constitue la principale explication. En particulier, les émissions de protoxyde d'azote de l'industrie chimique ont été réduites de plus de 23 MteqCO_2 depuis 1990, ce qui correspond à une division par 20 de ces émissions. Les émissions de gaz fluorés (notamment de HFC) associées à leur fabrication ont été quasiment supprimées entre 1990 et 2011. De manière concomitante les émissions diffuses de HFC ont augmenté fortement, avec le recours croissant à ces gaz depuis les accords de Montréal (ce sont des produits de substitution aux CFC et HCFC, gaz ayant un effet destructeur de la couche d'ozone et réglementés par les accords de Montréal signés en 1987 pour cette raison.

Tableau n° 36 Émissions de CO_2 dues à l'énergie

	1990	2010	2011	2012	volution 1990-2012 (en %)	Évolution 2011-2012 (en %)	Contribution à l'évolution 2011-2012 (en %)
Transports1	122	140	140	138	13,1	-1,5	-0,6
Résidentiel-tertiaire	95	86	90	86	-9,3	-3,9	-1
dont résidentiel	nd	60	63	60	nd	-3,6	-0,6
Industrie2 hors énergie	85	63	61	59	-30,5	-2,3	-0,4
Agriculture	11	11	11	11	5	0,7	0
Branche énergie	61	54	49	46	-24,6	-7,7	-1,1
dont production d'électricité	39	34	27	30	-22,3	10,8	0,8
Total	**374**	**353**	**351**	**340**	**-8,9**	**-3,1**	**-3,1**

1 Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

2 Y compris combustibles destinés à l'auto-production d'électricité (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle).

Source : Bilan énergétique de la France pour 2012, Ed. Juillet 2013

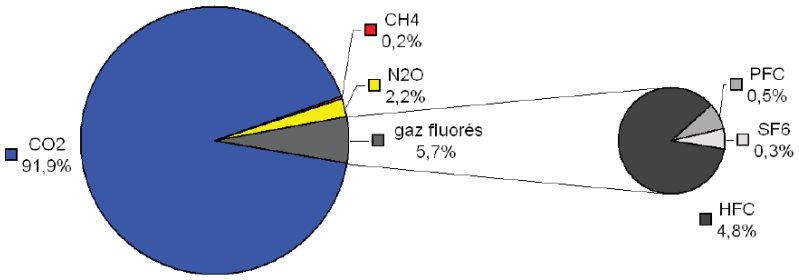


Figure 50. Répartition par GES des émissions liées à l'industrie pour 2011 (Source : RMS 2013 d'après tables CRF, périmètre Convention, CITEPA, édition 2013

C - La crise de 2008, un point de rupture dans la tendance à une meilleure efficacité énergétique ?

Les secteurs industriels sont très divers dans leur nature et particulièrement dans leur recours à l'énergie. Ainsi, les industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE), parmi lesquelles se trouvent essentiellement les cimenteries, briqueteries et quelques entreprises de la

chimie et de l'agro-alimentaire, représentent à elles seules près des ⅔ de la consommation énergétique finale de l'industrie.

1 - L'exemple de trois secteurs IGCE

Depuis l'ouverture de la crise économique en 2008, l'analyse de l'évolution des émissions spécifiques de trois des secteurs les plus particulièrement consommateurs d'énergie et émetteurs de GES ne permet plus de faire clairement le départ entre meilleure (ou moindre) efficacité et baisse de production dans la baisse des émissions de GES

Sur ces trois sous-secteurs (acier brut, verre, clinker), qui à eux seuls représentent en 2011 quelque 36 MteqCO_2, soit près de 60 % des émissions des IGCE et, au total, 38 % de celles de l'industrie, les trois dernières années restent, en effet, difficiles à interpréter par rapport aux tendances jusqu'alors constatées. Alors que 2010 et20111 représentent pour les trois sous-secteurs une année de rebond de production par rapport au creux de 2009,

- sur les trois dernières années, le verre comme le clinker stabilisent, voire (clinker) réduisent, leur efficacité en termes émission de CO_2/t produite, interrompant ainsi une tendance à une amélioration plus (verre) ou moins (clinker) sensible ;
- seul donc, l'acier reprend son évolution vers une meilleure efficacité énergétique, qui n'est ainsi inversée que sur les deux seules années 2009/2010.

À travers ces exemples, certes limités mais illustratifs, apparaît combien une interprétation univoque des évolutions récentes marquées par le contexte de crise économique est ainsi encore aventureuse et plus encore combien il est difficile d'en tirer des conséquences assurées pour l'avenir.

Tableau n° 37 Émissions spécifiques de CO_2 de quelques produits intensifs en énergie en France

		1990	2000	2005	2009	2010	2011	2011/1990 (%)
Acier brut	Production (Mt)	19	21	19,5	12,8	15,4	15,8	– 17
	t acier produit	1,78	1,48	1,37	1,41	1,45	1,32	– 26
Verre	Production (Mt) t CO2 / t verre	4,8	5,5	5,6	4,5	4,6	5	4
	produit	0,7	0,62	0,59	0,52	0,52	0,51	– 27
Clinker1	Production (Mt) t CO2 / t clinker	20,9	16,3	17,3	14,6	14,9	15,2	– 27
	produit	0,87	0,86	0,86	0,88	0,89	0,89	3

Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

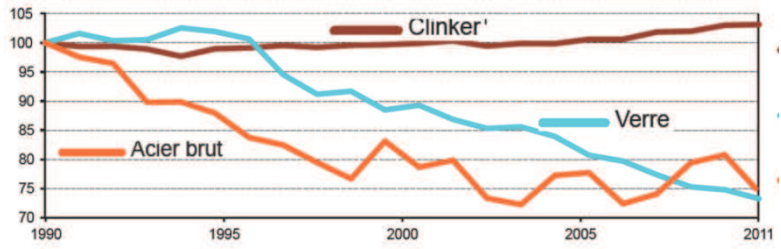


Figure 51. Émissions spécifiques de CO_2 ([1]. Constituant du ciment qui résulte de la cuisson d'un mélange de silice, d'oxyde de fer et de chaux). Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

2 - Une rupture dans la tendance aux gains d'efficacité énergétique ?

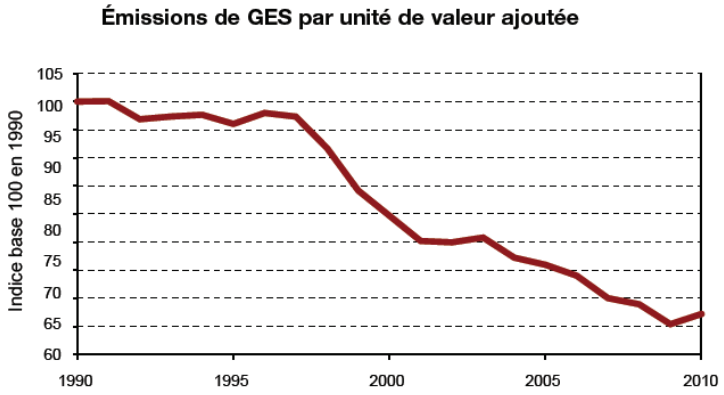
Le constat majeur des évolutions de ces dernières années pour l'industrie est en effet celui d'une rupture de tendance, qui, si elle devait être confirmée, serait d'une importance majeure. Alors que l'efficacité énergétique de l'industrie ne cessait jusqu'alors de progresser, entraînant une forte réduction de l'intensité des émissions de GES, cette dernière a atteint un creux en 2009 mais s'est ensuite accrue. Si la crise explique évidemment en partie ce mouvement, elle n'en épuise toutefois pas les causes : l'intensité énergétique de l'industrie (rapport entre l'IPI et la consommation énergétique du secteur) s'est en effet réduite de 15 % depuis 1997. La principale question qui se pose ici est donc de parvenir à

séparer ce qui, dans cette baisse de l'intensité énergétique, -cette moindre efficacité énergétique, donc-, relève de facteurs économiques généraux (hausse du prix de l'énergie, nouvelles technologies moins utilisatrices d'énergie) et de l'efficacité des diverses mesures incitatives (SCEQE, diagnostics énergétiques, aides « utilisation rationnelle de l'énergie, « prêts verts » …), ou réglementaires (Grenelle II) liées au PEC …

Tableau n° 38 Intensité d'émissions de GES dans l'industrie en France

En indice base 100 en 1990

Industrie (y compris BTP, mais hors secteur de l'énergie)	1990	2000	2005	2009	2010
Émissions de GES/valeur ajoutée en volume	100	79,7	71,0	60,4	62,2



Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

S'agissant de ce secteur, une étude de mai 2012, réalisée à la demande de l'ADEME et de Total[86], présente un état des lieux de l'efficacité énergétique de l'appareil industriel français et de ses gisements possibles. Elle permet, notamment, de dresser la liste des technologies ayant les plus fortes conséquences sur la facture énergétique du secteur. Les fours (verre et céramique, métallurgie, papier, agro-alimentaire, matériaux de construction) sont ainsi le premier sujet de recherche d'amélioration, devant les échangeurs thermiques, les procédés de séchage, de séparation, de stockage d'énergie thermique…

Dans l'industrie, la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et d'une réduction des émissions de GES passe essentiellement par une politique active d'investissements dédiés, ce qui, peu ou prou, suppose une progression de l'activité. Or, en période de

[86] *L'efficacité énergétique dans l'industrie : verrous et besoins en R&D*, ENEA, Total, ADEME, mai 2012.

crise, le taux d'utilisation des capacités de production baisse, ce qui entraîne ne double conséquence : d'abord, une perte d'efficacité des capacités installées, ce qui détériore nécessairement les rendements ; ensuite, de moindres investissements qui sont en eux-mêmes potentiellement porteurs d'une meilleure efficacité, ce qui, en conséquence, contribue à ralentir la progression de celle-ci.

La dernière période, marquée par la crise économique, donne une image ambigüe. D'une part, les données montrent une stagnation de l'efficacité énergétique de l'industrie à partir de 2007 et même une régression en 2010 ; la baisse de ses émissions de GES étant alors en totalité dues à celle de l'activité, les plus récentes. De l'autre, les données les plus récentes, qui portent sur 2011, avec la stabilisation de l'activité industrielle montrent une reprise des gains d'efficacité. Sur cette année, la baisse des émissions lui est en totalité imputable.

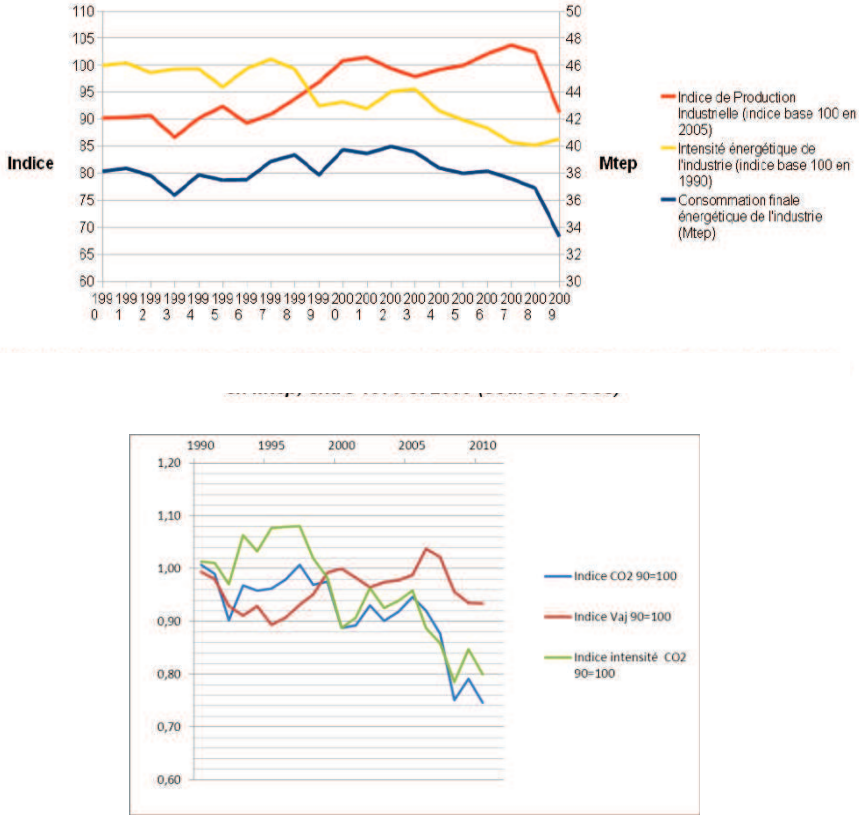


Figure 52. Emissions de CO_2, valeur ajoutée brute (prix constants 1995) et intensité des émissions de CO_2 de l'industrie, de 1990 à 2011 (Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes)

De cette difficulté à s'engager sur l'avenir, témoignent les hypothèses qui ont récemment été faites relativement aux consommations unitaires des IGCE pour les « scénarios prospectifs Energie-climat-air de référence pour la France à l'horizon 2030 ». Celles-ci, en effet, *« les consommations unitaires observées en 2009-2010 ne sont généralement pas représentatives de la performance énergétique des industries. La crise économique a en effet pu avoir deux types d'impact :*

♉ La fermeture des petites unités de production les moins performantes, entraînant une baisse de la consommation unitaire globale du secteur concerné ;

♉ Le fonctionnement à bas régime d'usines de taille importante, entraînant une dégradation de l'efficacité énergétique globale du secteur (i.e. une augmentation des consommations unitaires du secteur).

De manière générale, dans le cas où aucune amélioration de l'efficacité énergétique n'est attendue dans les années à venir, nous faisons l'hypothèse que les consommations unitaires des IGCE retrouvent leur niveau d'avant crise. »[87]

III - Les mesures de mise en œuvre du PEC dans l'industrie

Un récent rapport[88] de la France à la Commission de l'U.E. dresse l'inventaire des diverses « politiques publiques en faveur de l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ». C'est cet inventaire qui est ici repris pour ce qui est de l'industrie.

A - Les dispositifs incitatifs

Des mesures incitatives transversales, visant principalement l'énergie concernent le secteur industriel :

• La part du secteur industriel dans le total des certificats d'économies d'énergie émis entre 2006 et le 30 septembre 2012 est

[87] « *Scénarios prospectifs pour la France à l'horizon 2030* » rapport sur les hypothèses, janvier 2013, Enerdata, CITEPA, Armines, Seuréco érasme, énergies demain, p. 48.

[88] Rapport de la France, au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004/Ce du parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. Actualisation 2013 », DGEC, mars 2013.

d'environ 5,9 %, pour un volume d'économies d'énergie d'environ 17,6 TWhcumac ;

• Il bénéficie également des dispositifs de développement des énergies renouvelables, et notamment des appels d'offres biomasse et des aides du fonds chaleur dans le cadre des appels à projet de l'ADEME. Ce dispositif a aidé le secteur de l'industrie à hauteur de 223,8 M€ depuis 2009 pour un total d'installations permettant en 2012 d'éviter les émissions de 1,221 $MtCO_2$ par an ;

• Le dispositif des « aides à la décision » de l'ADEME subventionne notamment la réalisation d'environ 1 000 études sur l'efficacité énergétique en industrie dont des audits ou diagnostics énergétiques, ainsi que la mise en place des systèmes de management de l'énergie. Ces études ont un taux de concrétisation d'une au moins des actions de réduction préconisées de l'ordre de 72 % ;

• Le système d'aides « utilisation rationnelle de l'énergie - investissement » de l'ADEME permet de soutenir les investissements réalisés dans les entreprises pour acquérir des équipements, d'économies d'énergie ou procéder à des modifications des process ou équipements en place. Les opérations aidées sont des opérations de démonstration ou des opérations exemplaires. Le budget annuel est de l'ordre de 500 k€.

• Spécifiquement dédié au secteur industriel et mis en place dans le cadre des investissements d'avenir, le dispositif des « prêts verts », doté d'une enveloppe de 500 M€ lors de sa mise en place en juillet 2010, permet aux PME et ETI industrielles de bénéficier de prêts à taux bonifiés et de garanties de prêts (PME uniquement), pour les investissements permettant d'accroître la compétitivité et la performance énergétique et environnementale de leur procédé ou de leurs produits. Ce dispositif est géré par OSEO. Par ailleurs, des « prêts éco-énergie » ont également été mis en place par OSEO à partir de mars 2012, grâce à un financement de l'État de 33 M€, qui doivent permettre de distribuer et garantir des prêts à hauteur de 100 M€. S'adressant aux PME, ce dispositif doit permettre la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique par le financement de l'acquisition de matériels et peut être élargi à son installation et aux travaux indissociablement liés, pour quatre postes d'équipement particulièrement consommateurs en énergie : éclairage, froid, chauffage-climatisation et motorisation électrique.

B - Les mesures réglementaires

Les niveaux de rendements minimaux mis en place par la réglementation sur les chaudières s'appliquent également au secteur

industriel. Des évolutions importantes du cadre réglementaire dans lequel s'inscrit la consommation énergétique du secteur industriel sont en cours depuis 2008. La directive 2008/1/CE relative à la prévention et à la réduction intégrée de la pollution du 15 janvier 2008 demande de veiller à ce que l'énergie soit utilisée de manière efficace dans les installations relevant de certaines activités industrielles (industries de l'énergie, production et transformation des métaux, industrie minérale, industrie chimique, gestion des déchets). Cette exigence est renforcée par la directive 2010/75 sur les émissions industrielles (IED) qui s'appliquera en 2012 et qui rend les conclusions des « BREFs » (Meilleures Technologies Disponibles – MTD) obligatoires, en particulier le BREF efficacité énergétique et les conclusions en matière d'énergie des BREFs sectoriels. Au niveau national, la loi Grenelle II a ajouté l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) parmi les intérêts protégés de la législation pour les installations classées (ICPE). Concernant les gaz à effet de serre fluorés utilisés comme fluides frigorigènes, conformément au règlement européen 842/2006, la France a mis en place un dispositif visant à limiter leurs émissions dans l'atmosphère (articles R.543-75 et suivants du code de l'environnement). Ce dispositif impose notamment pour les équipements de réfrigération et de climatisation :

• Des contrôles périodiques d'étanchéité pour les équipements dont la charge en fluide est supérieure à 2 kg. Ces contrôles doivent être effectués lors de la mise en service et doivent également être renouvelés pour toute modification ayant une incidence sur le circuit frigorifique de ces équipements ;

• La récupération des fluides en fin de vie ;

• Un niveau minimal de compétences pour pouvoir mettre en service, entretenir et vidanger les équipements (voir section suivante, sur la qualification des acteurs).

Par ailleurs, le décret n° 2005-829 relatif à la composition des équipements électriques et électroniques et à l'élimination des déchets issus de ces équipements impose une dépollution en fin de vie des équipements électriques et électroniques. L'ensemble des mesures sur les fluides frigorigènes permettent une réduction annuelle de 7,17 MteqCO_2 en 2020.

La réglementation nationale en vigueur a par ailleurs été complétée par le décret n° 2011-396 qui précise les dispositions réglementaires portant sur les usages hors réfrigération et climatisation de ces gaz à effet de serre fluorés. Il prévoit la mise en place des systèmes de certification des personnels, prévus par le règlement 842/2006 et ses règlements d'application. Sont concernés les fabricants de systèmes de protection

contre l'incendie et les extincteurs, les appareillages de connexion à haute tension ou encore les solvants. Au premier décembre 2012, des organismes certificateurs ont été agréés pour tous ces secteurs sauf celui des solvants qui concerne un nombre très restreint 131 300 M€ pour les prêts, 200 M€ pour les garanties d'opérateurs. Les entreprises effectuant les opérations de maintenance et d'installation des systèmes de protection contre l'incendie (y compris les extincteurs) sont également tenues par une obligation de certification. De nouvelles sanctions pénales y sont associées. Un mécanisme de déclaration annuelle des flux de gaz à effet de serre fluorés a été instauré, permettant d'évaluer l'efficacité de la filière de récupération de ces substances.

Par ailleurs, les personnes morales de droit privé employant plus de 500 personnes (250 personnes dans les régions et départements d'outre-mer) sont tenues d'établir avant fin 2012 un bilan de leurs émissions de GES, rendu public et qu'elles devront actualiser tous les trois ans. Il s'accompagne d'une synthèse des actions envisagées pour réduire leurs émissions de GES.

De manière plus générale, depuis la loi n° 2001-420 relative aux nouvelles régulations économiques, la législation prévoit un cadre en faveur de la publication d'informations sociales et environnementales par les entreprises. Les informations relatives aux enjeux climatiques portent sur les émissions de GES, l'efficacité de l'utilisation des ressources énergétiques et le recours aux énergies renouvelables (article R225-105 du code de commerce). Les devoirs des entreprises en matière de responsabilité sociale, environnementale et sociétale ont été renforcés et étendus à de nouvelles entreprises par la loi Grenelle II de 2010. L'enjeu est de permettre aux investisseurs (notamment les fonds dit « investissements socialement responsables ») et aux diverses parties prenantes d'être informées sur les politiques de responsabilité sociétale des entreprises :

• L'article 224 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, précisée par un décret du 30 janvier 2012 prévoit l'obligation pour les gestionnaires de fonds (OPCVM) d'indiquer, dans les documents destinés aux souscripteurs, la façon dont ils prennent en compte les critères environnementaux, sociaux et de gouvernance dans leur politique d'investissement ;

• L'article 225 de la même loi, applicable aux entreprises de plus de 500 salariés, précise que l'obligation de mise à disposition des informations pour les groupes doit inclure les filiales et les sociétés contrôlées. Les informations communiquées doivent permettre les comparaisons et être en cohérence avec les principaux référentiels internationaux. Par ailleurs, les informations doivent faire l'objet d'une

vérification par un organisme tiers indépendant. Le décret n° 2012-557 du 24 avril 2012 en précise les modalités d'application.

Ainsi, l'entrée en vigueur de cette obligation pour les sociétés est effective pour les exercices comptables entamés après le 1er janvier 2012 pour les sociétés cotées ainsi que les sociétés non cotées de plus de 5 000 salariés. Cette obligation sera étendue progressivement à toutes les sociétés de plus de 2 000 (respectivement 500) salariés pour les exercices comptables entamés en 2013 (respectivement 2014).

C - Le soutien à la normalisation et à la qualification

En lien avec la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France poursuit son soutien actif au développement des outils issus de la normalisation dans le domaine de l'efficacité énergétique, et notamment à destination du secteur industriel. Divers outils sont à disposition des entreprises souhaitant améliorer leur efficacité énergétique :

• Le diagnostic énergétique, fondé sur le référentiel français AFNOR BP X30-120. Il fournit à l'industriel la photographie de la situation énergétique de son entreprise et les solutions d'économies d'énergie propres à son site, en trois phases : la réalisation d'un bilan énergétique global de l'entreprise, l'approfondissement de l'analyse des principaux gisements d'économies identifiés et la détermination hiérarchisée des actions à mener, avec leur analyse économique. Des travaux européens au sein du comité européen de normalisation ont abouti à la publication en septembre 2012 de la première partie de la norme européenne sur les audits énergétiques qui reprend les principaux critères du référentiel français, ce premier volet sera complété en 2013/2014 par des parties sectorielles sur les bâtiments, les procédés industriels et les transports ;

• En parallèle, le développement des systèmes de management de l'énergie s'est confirmé avec la publication de la norme internationale ISO 50001 qui remplace la précédente norme EN 16001 et a pour objectif d'aider les organismes à établir des systèmes et processus nécessaires pour améliorer leur efficacité énergétique, et peut être utilisée indépendamment de la norme ISO 14001 (management environnemental). Cette norme spécifie les exigences pour concevoir, mettre en œuvre, entretenir et améliorer un système de management de l'énergie, elle prévoit notamment les exigences applicables aux usages et à la consommation énergétiques, y compris la mesure, la documentation et le reporting, la conception et les achats d'équipements et de systèmes, les processus et le personnel qui contribuent à la performance

énergétique. Afin d'encourager son application, un arrêté ministériel du 28 mars 2012 permet de bonifier sous forme de certificats d'économies d'énergie (à hauteur de 50 ou 100 % selon le niveau de certification) les opérations d'économies d'énergie réalisées dans le périmètre de la certification ISO 50001.

• Le développement d'un référentiel de qualification des compétences des bureaux d'études réalisant des audits énergie industrie porté par l'OPQIBI. Ce référentiel s'appuie sur l'analyse de critères humains, méthodologiques et sur l'analyse de références. La qualification porte sur un périmètre d'audit regroupant un ensemble de consommateurs : procédés (procédés spécifiques, équipements techniques), utilités et bâtiment en vue d'une utilisation finale et efficace de l'énergie sous toutes ses formes sur les sites industriels.

• Afin d'aider les PMI à mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique, des postes de chargés de mission sur l'énergie et l'environnement sont effectifs dans les chambres de commerce et d'industrie et les chambres des métiers et de l'artisanat. Ils ont pour mission de mobiliser les entreprises, notamment sur les enjeux énergie, ils peuvent ainsi réaliser des "visites énergie" dans les entreprises, organiser des opérations collectives d'audits énergie réalisés par des bureaux d'études ainsi que des réunions de sensibilisation ou des sessions de formation. Pour cela, un parcours de formation spécifique de ces intervenants a été établi, coordonné et soutenu par l'ADEME, comprenant, sur l'énergie, des modules : "notions sur l'énergie et ses utilisations", "visites énergie en entreprise", "Etre acteur d'un PCET". Sur l'approche énergie et territoire, un nouveau module est prévu en 2013 : "EnR : les clés d'un projet territorial réussi".

• Seules les entreprises titulaires d'une attestation de capacité (équivalent à une certification d'entreprise) peuvent effectuer les opérations de mise en service, entretien et vidange des équipements de réfrigération et de climatisation faisant usage de gaz fluorés. L'achat de fluides frigorigènes leur est également réservé. L'attestation de capacité n'est délivrée à une entreprise qu'à la condition qu'elle dispose des outillages appropriés et que les personnels qu'elle emploie, pour intervenir sur ces équipements, disposent d'un niveau minimal de compétences. Aussi, depuis le 5 juillet 2011, les personnels de ces entreprises doivent être titulaires d'une attestation d'aptitude (équivalent à une certification de personne). Ce dispositif prévoit également que les différents maillons de la chaîne de distribution et de reprise des fluides frigorigènes déclarent annuellement leurs flux de fluides ascendants et descendants.

D - Le soutien au développement des technologies les plus efficaces

La France s'est engagée dans l'organisation des filières industrielles d'avenir, afin d'être en mesure de proposer les technologies et services permettant la transition vers une économie verte, indispensables à l'atteinte des objectifs de la France en matière de production d'énergie renouvelable et de réduction des consommations d'énergie et des émissions de GES.

Cette démarche, dite « filière verte » doit répondre à trois défis majeurs :

• soutenir l'émergence de nouveaux métiers ou activités, ainsi que de champions pour le marché national ou l'export ;

• accompagner les mutations que devront connaître les métiers de certains secteurs ;

• adapter les dispositifs existants, ou en créer de nouveaux le cas échéant, pour l'orientation et la qualification de

La main d'œuvre vers les secteurs en développement. Une vingtaine de filières stratégiques de l'économie verte en termes de potentiel de croissance et d'emploi ont été identifiées en décembre 2009.

Sur chacune des filières identifiées, une concertation a été menée en 2010 avec les acteurs. Ces travaux ont permis d'identifier les priorités d'actions. En 2011, sur cette base, des plans d'actions ont été finalisés, visant à développer et structurer ces filières stratégiques de l'économie verte dans le cadre d'une politique industrielle ambitieuse. Plusieurs propositions ont été faites visant notamment à :

• organiser l'action publique (soutien financier, …) et lever les freins réglementaires ;

• accompagner l'organisation de ces nouvelles filières, notamment en favorisant les regroupements d'acteurs ;

• permettre la diffusion des technologies environnementales et les gains de productivité qui en découlent.

Les 18 filières vertes sont suivies dans le cadre du Comité d'orientation stratégique des éco-industries (COSEI). Coprésidé par le ministre en charge du développement durable et le ministre en charge de l'industrie, ce comité stratégique de filière réunit les parties prenantes (entreprises et fédérations d'entreprises, syndicats et administrations) et assure la concertation public-privé sur les freins au développement des

filières et la définition de propositions. Il porte depuis janvier 2012 la feuille de route « Ambition Ecotech », constituée de 87 actions.

Concernant en particulier le secteur de l'industrie, les travaux sur l'« optimisation des procédés industriels » recouvrent les produits et services permettant d'accroître la performance environnementale et énergétique des procédés industriels. Les actions qui sont mises en œuvre pour développer la filière, côté offre mais également côté demande, participent directement à l'atteinte des objectifs de la France en matière d'efficacité énergétique.

E - Le soutien à l'innovation

De nombreux appels à projets sur le thème de l'efficacité énergétique ou des réductions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel, de périodicité annuelle, sont déjà mis en œuvre :

• Le Fonds Unique Interministériel (FUI), mis en place pour soutenir les pôles de compétitivité, consacre un tiers de ses financements aux projets d'innovation relatifs au développement durable. Six pôles de compétitivité spécialisés dans les écotechnologies ont été labellisés en 2010. Plus largement, 40 % des 71 pôles sont concernés par les éco-industries dont 3 par les thématiques bâtiment et villes, 6 par celles de l'énergie, 2 par celle du recyclage et de l'économie circulaire, 2 par les biomatériaux (2 pôles), 5 par le bois et la biomasse et 6 par le transport, hors aéronautique.

• À travers le programme « Aide à l'Innovation » (AI), OSEO soutient les PME en phase de développement technologique. Par ailleurs, à travers les aides aux projets « d'innovation stratégique industrielle » (ISI), portant sur des ruptures technologiques et favorisant l'émergence de « champions » industriels, elle a financé une dizaine de projets collaboratifs rassemblant chaque fois au moins deux entreprises et un laboratoire, pour un montant total de 140 M€ entre 2009 et 2011.

• Le programme SEED (Systèmes énergétiques Efficaces et Décarbonés) qui remplace le programme EESI (Efficacité énergétique des systèmes industriels) de l'ANR et vise notamment à améliorer l'efficacité énergétique industrielle et à réduire les émissions de CO_2. Les projets de recherche retenus portent notamment sur le développement de modes de production/conversion innovants de l'énergie, avec captage de CO_2, ainsi que sur la mise au point de nouveaux matériaux et composants de transfert/ transport d'énergie, à fort impact, et enfin sur l'intégration énergétique poussée des systèmes industriels. Voir également les appels à

projet évoqué dans le chapitre relatif au secteur de la production d'énergie : PROGELEC (Production Renouvelable et Gestion de l'Electricité),...

• L'appel à manifestation d'intérêt ADEME / TOTAL sur l'efficacité énergétique dans l'industrie est un programme de soutien au développement d'utilités et de procédés transverses économes en énergie, en vue de renforcer l'effort de R&D sur ce secteur actuellement peu soutenu. Il s'agit ainsi de fournir à l'industrie française une panoplie de technologies performantes et de favoriser l'émergence de ces technologies dans des PME sur les marchés européen et mondial. Des projets associant de grandes entreprises sont aussi éligibles. Le programme, qui s'étend de 2009 à 2013, consiste notamment à soutenir la démonstration de technologies nouvelles permettant d'améliorer l'efficacité énergétique des technologies transverses. Fin 2012, 49 projets ont été retenus pour un montant d'aide estimé de 19,5M€. Enfin, les programmes Eco-industries (ADEME/OSEO/DGCIS, toujours fonctionnel) et son équivalent pour la recherche amont Eco-tech (ANR, ouvert en 2010 et 2011) puis par le programme EcoTechnologies & EcoServices (Eco-TS) à partir de 2013 ont pour objectif d'accélérer l'introduction de concepts de développement durable en production industrielle et l'innovation dans les technologies de l'environnement, en soutenant la mise en place de projets de démonstration d'écotechnologies ou de services innovants. 9 M€ issus du Fond de compétitivité des entreprises (FCE) complétés par des fonds dédiés à l'énergie et l'environnement de l'ADEME.

L'écoconception fait partie des axes retenus pour l'appel à projets lancé en 2012, qui permettait de financer des démonstrateurs à fort potentiel économique et environnemental de taille inférieure aux seuils fixés dans les appels à manifestations d'intérêt (AMI) de l'ADEME ou dans les appels à projets comme le Fonds unique interministériel (FUI).

• Dans le cadre du programme des investissements d'avenir, deux appels à manifestations d'intérêt (AMI) ont été lancés en 2011 et 2012 dans le domaine des réseaux électriques intelligents (programme doté de 250 M€), visant notamment à l'optimisation de la gestion des réseaux dans le domaine industriel ; par ailleurs, dans le domaine de la chimie verte, un appel à manifestations d'intérêt a été lancé en 2011 sur la thématique de la chimie issue du végétal.

• Deux autres AMI, lancés en 2012, portaient plus largement sur la performance environnementale des activités industrielles quelles que soient leurs productions. Il s'agit de l'AMI « Eco-conception & Ecologie Industrielle » et de l'AMI « Systèmes de production éco-efficients » qui doivent permettre d'identifier des projets de démonstrateurs d'organisation ou d'unités de production éco-efficients.

• Afin de renforcer les premières mises sur le marché d'écotechnologies innovantes, une expérimentation d'un dispositif dit ETV (*Environemental Technology Verification*) est en cours en France. Un dispositif ETV a pour objectif de fournir à un développeur d'écotechnologie innovante, une vérification « officielle » du niveau de performance atteint par son écotechnologie. Sept familles1 d'écotechnologies sont définies dont les procédés sobres et vertueux qui comprennent l'optimisation énergétique des installations industrielles. En avance par rapport à l'expérimentation européenne, un guide méthodologique portant sur la vérification des performances de procédés sobres et vertueux innovants est disponible et 6 procédés innovants sont en cours de vérification.

• Le programme des « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées » et le projet d'institut sur la flexibilité et l'efficacité énergétique des installations industrielles couplées aux zones urbaines « Paris-Saclay Efficacité Energétique ».

• Le pacte national pour la croissance, la compétitivité et l'emploi prévoit des évolutions importantes du financement des entreprises, afin notamment de garantir aux TPE, PME et ETI des financements performants de proximité. De plus, l'achat public évoluera afin de pouvoir être mieux mobilisé pour accompagner le développement des PME de croissance innovantes.

Le plan national d'action pour l'efficacité énergétique remis à la Commission européenne en 2011 relève ainsi que « *l'activité industrielle depuis 2003 connaît de réels gains d'efficacité énergétique* ». Ces gains peuvent s'expliquer par une recherche de compétitivité mais aussi par une sensibilisation croissante au développement durable dans un contexte d'énergie chère et d'encadrement règlementaire des émissions de GES. Ces dernières années, les entreprises ont renforcé leurs efforts d'économie d'énergie. Sur un plan macroéconomique, la baisse de l'intensité énergétique qu'a connue la France ces dernières années est aussi due à la désindustrialisation de la France et ne doit pas être confondue avec l'efficacité énergétique.

De son côté, l'étude réalisée par ENEA consulting pour l'ADEME et Total déjà citée, montre que les fournisseurs des matériels et procédés investissent activement dans la recherche permettant l'amélioration des équipements qu'ils proposent répondant ainsi à l'attente de leurs clients, ceux-ci étant 58 % à déclarer avoir investi en 2010 pour réduire leur consommation d'énergie. Et l'étude de conclure : « *Le principal obstacle ressenti par les industriels est le surcoût lié à ces équipements innovants, mais 75 % déclarent être prêts à payer plus cher des équipements moins énergivores grâce aux économies qui seront générées*

par la suite. Les temps de retours jugés acceptables sont en revanche souvent très courts, les investissements nécessaires étant mis en regard d'autres investissements envisageables pour la société : souvent trois ans minimum, ils peuvent parfois même devoir être inférieurs à 2 ans ».

Cependant, toutes les estimations convergent pour indiquer que le potentiel d'économies d'énergie rentables est en lui-même important. Une étude citée dans le rapport du comité « Trajectoires 2020-2050 » présidé par M. de Perthuis, montrait un potentiel de court terme (soit moins de trois ans de temps de retour sur investissement) de 18 %.

Pour les seules opérations « transverses », c'est-à-dire les usages communs à toutes les usines (éclairage, moteurs, air comprimé...), un organisme public, le Centre d'études et de recherches sur l'énergie (CEREN), estime quant à lui le gisement industriel à 64 TWh dont plus de 40 TWh d'électricité, à quoi s'ajoutent les potentiels des procédés des industries lourdes comme l'acier, le raffinage ou les ciments. À cela il convient d'ajouter que, pour les industries soumises aux quotas d'émission de CO_2, le faible prix du carbone n'est actuellement pas un facteur d'incitation à l'efficacité énergétique.

Le secteur agricole

I - L'application du PEC au secteur agricole français

A - La place de l'agriculture dans les émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole représentent, en 2011, 102,6 MtepeCO_2, soit 21 % des émissions françaises.

L'agriculture est un secteur économique fortement émetteur de GES qui vient juste après le secteur des transports et celui de l'industrie manufacturière. C'est l'une des grandes particularités de la France par rapports à ses partenaires européens pour lesquels les émissions d'origine agricoles sont bien moins importantes.

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricoles sont pour 51% des rejets de protoxyde d'azote (N_2O) et pour 41 % des rejets de méthane (CH_4). Moins de 10% des émissions agricoles de gaz à effet de serre sont des émissions de CO_2. Elles découlent de la combustion agricole (essentiellement tracteurs et chauffage des bâtiments et des serres). Les émissions agricoles de CO_2 ne représentent, en 2011, que 2,3% du total des émissions de CO_2 du pays. Par ailleurs, la consommation d'énergie dans le secteur agricole n'engendre que 8,4 % des émissions de gaz à effet de serre dans ce secteur en 2011.

En revanche, l'agriculture génère 89% du total des émissions françaises de protoxyde d'azote et 75 % de celles de méthane.

Tableau n° 39 Emission de gaz à effet de serre de l'agriculture

AGRICULTURE					Secteurs-d.xls
Polluants	1990		2010		
	Emissions en kt (*)	% du total national hors UTCF	Emissions en kt (*)	% du total national hors UTCF	
CO_2	0	0%	0	0%	
CH_4	2 055	68%	2 022	68%	
N_2O	198	67%	167	87%	
HFC	0	0%	0	0%	
PFC	0	0%	0	0%	
SF_6	0	0%	0	0%	
PRG	104 562	19%	94 355	18%	
(*) HFC, PFC et PRG en éq. CO_2					CITEPA

Source : CGEDD, Le facteur 4 en France, février 2013

Les causes principales de ces émissions sont la fertilisation des sols, la fermentation entérique et les déjections animales.

Ainsi, si l'agriculture n'émet pratiquement pas de CO_2, sa contribution au pouvoir de réchauffement global (PRG)[89] est de 19 % en 2011 (18% en 1990). Sur 20 ans, la contribution de l'agriculture au PRG est donc restée stable.

B - Degré de réalisation des objectifs et trajectoire

Dans son rapport aux institutions européennes sur les mesures de surveillance de mars 2013[90], la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) indique que l'objectif de réduction des gaz à effet de serre est « *réaliste et permet d'être raisonnablement optimistes, mais il faut pour cela appréhender résolument les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre des mesures, en particulier dans les secteurs du transport et du bâtiment* ». L'agriculture ne semble pas considérée comme un secteur pouvant sensiblement orienter l'effort global de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France.

[89] Regroupement en une seule valeur de l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre.

[90] Rapport de la France au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004 – actualisation 2013

Ce même rapport constate que « *ces objectifs à l'horizon 2020 restent insuffisants au regard des objectifs que se sont fixés la France et l'Europe pour le long terme*. »

L'étude des scénarios de projections des émissions de gaz à effet de serre de la France exposés dans ce rapport montre que l'impact des mesures de politiques publiques en matière agricole reste très marginal. Les projections d'émissions dans l'agriculture (hors énergie) restent sensiblement identiques dans les 2 scénarios.

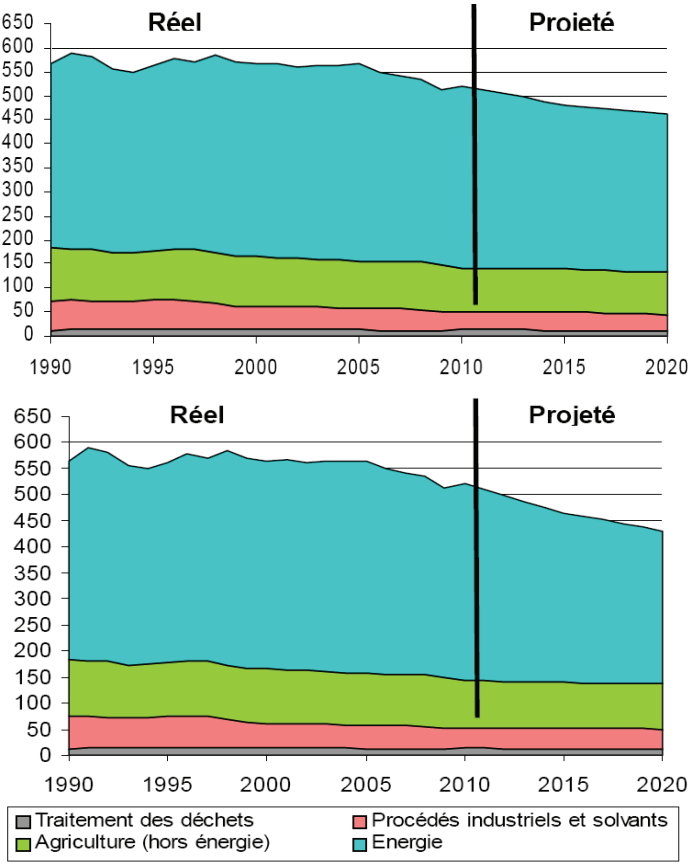


Figure 53. Evolution des émissions totales de gaz à effet de serre (hors UTCF) de 1990 à 2020 selon le scénario AME haut) et AMS (bas) ; Lecture de la figure : Energie = catégorie CRF 1 ; Procédés industriels et solvants = catégories CRF 2 et 3 ; Agriculture = catégorie CRF 4 ; Traitement des déchets = catégorie CRF 6. (Source : RMS, 2013)

Le ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt précise que :

- l'étude de l'INRA « projections d'émissions et d'absorptions de gaz à effet de serre du secteur UTCF à l'horizon 2020 en France » estime entre -15% et -17% la baisse probable des émissions d'ici à 2020.
- le comité « trajectoire 2020-2050, vers une économie propre en carbone » estime que pour atteindre l'objectif Grenelle facteur 4, la contribution de l'agriculture devra être de -20% en 2020, de -30% en 2030 et de -50% en 2050.
- l'étude facteur 4 en agriculture constate avec un scénario alpha une baisse probable de 42 % des émissions agricoles d'ici 2050.

Le ministère en conclue que « *les différentes études aboutissent à la conclusion que dans le secteur agricole, d'ici 2050, seul un facteur 2 est envisageable à condition que des incitations puissantes soient mises en place pour faire évoluer les pratiques agricoles et les comportements alimentaires et qu'un certain nombre de barrières technologiques et organisationnelles soient levées, notamment grâce au renforcement du réseau de conseil aux agriculteurs.* »

II - Moyens, résultats et coût de la politique énergie climat dans le secteur de l'agriculture

A - Les mesures faisant l'objet du rapportage sur la mise en œuvre du PEC

Le MAAF[91] comme la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) identifient les mesures découlant de la mise en œuvre du paquet énergie-climat comme celles qui sont synthétisées dans le récent rapport[92] de la France à la Commission de l'UE dressant un inventaire détaillé des diverses « politiques publiques en faveur de l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ».

[91] Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt

[92] Rapport de la France, au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision N° 280/2004/Ce du parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. Actualisation 2013 », DGEC, mars 2013.

1 - La réduction des émissions azotées dans l'atmosphère

Il s'agit des mesures mises en œuvre par la France pour réduire les émissions de protoxyde d'azote (N_2O) par la maîtrise de la fertilisation azotée. Les émissions de N_2O proviennent en effet essentiellement de l'épandage d'azote sur les sols (engrais) et en moindre proportion des déjections animales (lisier et fumier).

a) Les programmes d'actions nitrates

Si cette mesure est reprise par les ministères concernés dans le cadre du PEC, elle découle en réalité d'une accélération contrainte d'une politique plus ancienne en matière de lutte contre les pollutions aux nitrates. En effet, la France ne respectant pas les prescriptions de la « directive nitrates »[93], a dû mettre en place au début de l'année 2013 une actualisation des programmes d'action d'application obligatoire en zones vulnérables visent une bonne maîtrise des fertilisants azotés.

b) Certaines actions du plan végétal environnement (PVE)

Ce plan destiné à aider les agriculteurs à acquérir certains équipements en faveur de l'environnement peut contribuer à réduire la fertilisation azotée. Les investissements éligibles sont définis par une liste nationale et répondent, notamment, aux enjeux de réduction des pollutions par les produits phytosanitaires et les fertilisants.

c) Le plan de modernisation des bâtiments d'élevage (PMBE)

Ce plan de soutien aux investissements dans le secteur de l'élevage bovin, ovin et caprin lancé en 2005 a permis de financer certains équipements de gestion des effluents et a contribué à la réduction des émissions de N_2O dans le secteur agricole.

d) Les mesures agroenvironnementales et territoriales (MAET)

Le dispositif des mesures agroenvironnementales et territoriales vise à favoriser la mise en œuvre de pratiques agricoles favorables à l'environnement et repose sur la combinaison d'un ensemble d'obligations pour l'exploitant et d'une rémunération par le versement d'aides financières communautaires et nationales.

[93] Directive 91/676 du 12/12/1991.

Certaines mesures encouragent la réduction de fertilisation et d'autres le développement de l'agriculture biologique. À ce titre, l'engagement peut porter sur la limitation de la fertilisation azotée pour les cultures.

2 - La réduction des émissions de méthane liées à l'élevage

Il s'agit des mesures mises en œuvre par la France pour réduire les émissions de méthane (CH_4). Elles découlent du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et des mesures agroenvironnementales.

Le ministère de l'agriculture a adopté, en mars 2013, le plan EMAA (Energie Méthanisation Autonomie Azote) visant à gérer l'azote dans une logique globale sur les territoires en valorisant l'azote organique issu des effluents d'élevage et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral. Il vise le développement d'un « modèle français de la méthanisation agricole et vise1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020.

La mise en œuvre de ce plan est destinée à rattraper le retard de la France en matière de méthanisation agricole qui ne compte que 127 installations. À titre de comparaison, l'Allemagne en revendique 7500.[94]

Ce plan s'articule avec le plan biogaz géré par le MEDDE qui concerne plus largement l'ensemble des filières de production du biogaz et qui était, jusqu'alors, le seul cadre de développement de la méthanisation agricole.

3 - La réduction des émissions liées à la consommation d'énergie et au développement des énergies renouvelables

Certaines mesures visent les procédés les plus énergivores de production agricole (production sous serre chauffée, production hors sol et utilisation des tracteurs).

Elles découlent du plan végétal-environnement (investissements serres) et du plan de modernisation des bâtiments d'élevage (actions de réduction de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables).

[94] Ces données doivent être regardées en intégrant la position allemande sur le recours aux cultures énergétiques.

a) Le plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE)

Le Grenelle de l'environnement prévoyait d'accroître la maîtrise énergétique des exploitations et d'atteindre un taux de 30% d'exploitations agricoles à faible dépendance énergétique d'ici à 2013.

Ce plan, qui en découle, vise 3 objectifs : la sensibilisation et le conseil des agriculteurs en matière d'économies d'énergie par un dispositif de diagnostic énergie, la réduction des consommations d'énergie directe et indirectes et le développement des énergies renouvelables[95].

b) Le plan serres énergie

Mis en œuvre en 2006, ce dispositif d'aides à l'investissement est destiné à favoriser les économies d'énergie et à encourager la substitution des énergies les moins compétitives dans le secteur des cultures horticoles et maraichères sous serres fortement énergivores.

4 - Le maintien et le développement du stock de carbone dans les sols agricoles

Le ministère de l'agriculture indique que la traduction de la politique agricole commune comprend différentes mesures favorables indirectement au stockage du carbone dans le sol : maintien et restauration des prairies et herbages, implantation d'éléments topographiques, couverture des sols en automne et hiver par des cultures intermédiaires, maintien des surfaces pâturées en zones défavorisées, soutien à la production biologique et promotion de l'agroforesterie.

B - Les résultats des mesures existantes

1 - Un préalable : un éparpillement de mesures disparates sans approche systémique

a) Des mesures disparates sans suivi et évaluation de leur efficacité

Les différentes mesures déclinées par la France pour répondre à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre du paquet énergie-climat dans le secteur agricole répondent à une logique de traitement séquencé des différentes émissions de gaz à effet de serre (action serre, bâtiments

[95] Autre objectif du PEC de 2008.

d'élevage, nitrates…). Il n'existe pas de prise en compte globale des émissions agricoles et encore moins de stratégie globale prenant en compte la forêt, l'occupation et la gestion des sols. Ce morcellement de mesures ne permet pas au ministère de l'agriculture de mener une politique de long terme de réduction significative des émissions de gaz à effet de serre en matière agricole.

Depuis 2008, et même avant pour certaines mesures préexistantes, l'accent a été mis sur l'efficacité énergétique dans l'agriculture. Les autres mesures relatives aux autres émissions, pourtant au cœur de la problématique des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole (méthane et protoxyde d'azote) ne sont que des « micro-mesures » intégrées à des plans d'aides plus larges de nature « efficacité énergétique » tel que le PPE ou le PMBE.

Par ailleurs, les différentes mesures engagées dans le secteur agricole ne font pas l'objet d'évaluation de leur efficacité voire de leur efficience au regard des objectifs attendus pour l'agriculture mais surtout au regard des objectifs attendus au sein des différents secteurs concernés par la décision « partage de l'effort ».

Les données transmises par le ministère de l'agriculture sur les résultats des différentes mesures sont des résultats en termes de nombre de dossiers subventionnés. Le nombre de dossiers traités par mesure varie de 275 dossiers (aspect serres du plan végétal environnement) à 53 000 mesures (prime herbagère agro-environnementale).

Ces résultats paraissent bien faibles au regard du nombre total d'exploitations agricoles en France.[96]

Le coût des mesures est difficilement mesurable et les résultats ne sont pas chiffrés, ce qui ne permet pas de rapporter le coût financier des mesures à leurs impacts réels.

Le modèle SceGES (scénario gaz à effet de serre) utilisé par la France pour mesurer l'impact de réduction des gaz à effet de serre par étude des écarts entre différents scénario tendanciels ne prend pas en compte la notion de coût dans sa démarche de comparaison des scénarios.

[96] 515 000 exploitations agricoles en 2010.

2 - Des résultats décevants en matière de performance énergétique

a) Un niveau faible de diagnostics énergie-gaz à effet de serre réalisés

Le ministère de l'agriculture ne disposant pas d'indicateurs fiables de suivi, l'impact réel du plan de performance énergétique des exploitations agricoles ne peut être mesuré.

Le ministère indique que le plan a permis en 4 ans la réalisation de 10 000 diagnostics énergie/GES, ce qui porte à environ 14 000 le nombre de diagnostics réalisés en agriculture. En 4 ans, 10 000 projets d'amélioration de l'efficacité énergétique des exploitations agricoles ont été aidés et 120 projets de méthanisation ont été soutenus par le PPE en 2009 et 2010.

Ces chiffres traduisent des résultats insuffisants au regard des objectifs annoncés dans la mesure où selon le recensement agricole de 2010 la France compte 515 000 exploitations agricoles. [97]

Selon le ministère de l'agriculture, « *il semble difficile d'atteindre l'objectif du Grenelle compte tenu de la situation actuelle et des moyens budgétaires existants. En terme de diagnostic énergie-gaz à effet de serre, 1/10ème de l'objectif initial a été atteint après 4 années d'exécution du plan.* »

Le ministère estime toutefois que ces résultats plaident pour la poursuite du plan au-delà de 2013.

b) Le PPE : une mesure sans effet sur le « cœur » des émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricoles sont pour 51% des rejets de protoxyde d'azote et pour 41 % des émissions de méthane. Moins de 10 % des émissions agricoles de gaz à effet de serre sont des émissions de CO_2.

Or, le plan de performance énergétique des exploitations agricoles a pour objectif l'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'agroéquipement et au niveau de la production agricole. Le plan est ainsi destiné à financer des investissements d'équipements matériels plus performants sur le plan énergétique. L'effet induit de cette mesure est la réduction des émissions de CO_2 des exploitations agricoles.

[97] Source INSEE.

Ce plan, utile du point de vue de l'efficacité énergétique, ne devrait pas empêcher le développement de mesures directement orientées sur la réduction des émissions de méthane et d'azote.

La mise en œuvre d'une politique active de changement d'affectation et de gestion durable des sols permettrait un recentrage des politiques mises en œuvre sur le cœur des émissions agricoles. Les mesures de mise en œuvre du paquet-énergie climat devraient se décliner dans le secteur « utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF), pour l'instant traité de manière isolé dans les inventaires. Les sols et la forêt jouent un rôle essentiel dans la gestion des cycles du carbone, du méthane et de l'azote et peuvent constituer des « puits ». Ainsi, la gestion de la production agricole et de la forêt peuvent largement influencer la constitution des stocks de GES dans les sols.

Dans sa communication du 12 mars 2012, la commission européenne affirme que l'agriculture, la foresterie et l'utilisation des ressources terrestres sont les éléments clés de la lutte contre le changement climatique et dispose que « *les mesures agricoles devraient viser essentiellement à limiter, d'une part, la conversion des prairies en terres cultivées et, d'autre part, les pertes de carbone dues à la culture des sols organiques*. »

3 - Un développement de la méthanisation agricole encore limité

Le développement de la filière de méthanisation permettrait à la fois de répondre à l'objectif du paquet énergie-climat de réduction de 14 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 pour les secteurs de l'effort partagé mais également à un autre objectif du paquet énergie-climat qui vise de porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale de l'Union européenne. Pour la France, la part des énergies renouvelables devra atteindre 23 % de sa consommation énergétique totale.

a) L'échec des volets d'aide à la méthanisation du plan de performance énergétique, du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et du plan végétal environnement.

Le développement de la méthanisation agricole a été encouragé par l'application de certaines mesures du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et par quelques investissements aidés du plan végétal environnement.

L'application du plan de performance énergétique des exploitations agricoles 2009-2013 devait permettre de développer, sur les

exploitations, la production d'énergies renouvelables notamment à partir de la biomasse. La méthanisation agricole s'inscrivait dans une politique plus globale de développement des énergies renouvelables.

Les appels à projets lancés dans le cadre du plan de performance énergétique en 2009 et 2010 n'ont cependant permis de soutenir que 127 projets de méthanisation agricole.

Devant ce constat, le conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER) a identifié les freins au développement de la méthanisation dans le secteur agricole.[98] Le refus des cultures énergétiques à titre principal apparaît comme le frein majeur au développement de la filière.

Cette spécificité française explique l'écart entre le niveau de développement de la filière française de méthanisation agricole et son niveau de développement en Allemagne qui compte près de 7 500 installations. En effet, la voie choisie par l'Allemagne est celle du recours à d'autres apports que le lisier et le fumier puisqu'elle s'est engagée dans une culture de maïs à échelle importante dans le but d'approvisionner les installations de méthanisation et de produire du biogaz même si cette option s'écarte de l'objectif de la méthanisation agricole qui est de produire de l'énergie à partir des résidus de l'élevage ou des cultures pour arriver à un produit réinjecté dans la gestion des terres agricoles.

b) Le plan azote-méthanisation-autonomie azote (EMAA) lancé en 2013

Devant la stagnation du développement de la méthanisation en France, les ministères de l'écologie et de l'agriculture ont lancé en mars 2013 un plan destiné à valoriser l'azote organique issu des effluents d'élevage et réduire la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral par une gestion territoriale globale.

Ce plan comporte un deuxième objectif : développer un modèle français de la méthanisation agricole pour en faire un complément de revenus pour les exploitants agricoles. L'objectif affiché est d'atteindre 1 000 installations à la ferme d'ici 2020. Le plan souhaite orienter le développement de la méthanisation par le soutien de la méthanisation agricole collective de taille intermédiaire.

Les effets de ce plan ne seront connus que dans quelques mois.

L'ADEME soutient la nécessité de mettre en place une filière complète de méthanisation agricole en France. En effet, pour l'instant, les

[98] Rapport CGAAER n° 12025 de Novembre 2012.

installations matérielles comme la maintenance sont d'origine allemande. Les outils développés par la filière allemande ne correspondent d'ailleurs pas toujours aux projets de méthanisation au sein des exploitations agricoles françaises.

C - Le coût des mesures et la fiscalité ne permettent pas d'appréhender l'efficience des mesures

1 - Le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » (PLF 2013)[99]

La lutte contre le changement climatique fait l'objet d'un document de politique transversale (DPT) dont la déclinaison opérationnelle est le plan Climat de la France élaboré tous les 2 ans et qui inclut l'ensemble des mesures françaises d'atténuation du changement climatique.

Ce DPT « lutte contre le changement climatique » contient 30 programmes appartenant à 13 missions.

La déclinaison du paquet Energie-Climat en matière agricole relève essentiellement du programme 154 « Economie et développement durable de l'agriculture et des territoires ».

L'action 13 « Appui au renouvellement et à la modernisation des exploitations agricoles » reprend les mesures déclinées dans le plan de modernisation des bâtiments d'élevage, le plan végétal-environnement et le plan de performance énergétique des exploitations agricoles. Le montant des crédits de cette action qui peuvent être attribués à la politique climatique de la France s'élève à 16,8 M€ d'autorisation d'engagement et 20,6 M€ de crédits de paiement en 2013.

L'action 14 « Gestion équilibrée et durable des territoires » reprend les mesures agroenvironnementales. Le montant des crédits de cette action attribués à la politique climatique de la France s'élève à 23,8 M€ d'autorisation d'engagement et à 37,5 M€ de crédits de paiement en 2013.

À ces dépenses budgétaires s'ajoutent deux dépenses fiscales : l'exonération plafonnée de taxe intérieure de consommation (TIC) et l'exonération de TICPE (taxe intérieure de consommation de produits énergétiques) pour l'utilisation des huiles végétales pures. Le montant de ces dépenses fiscales est inférieure à 0,5 M€.

[99] DPT PLF 2013 Lutte contre le changement climatique.

2 - La fiscalité environnementale dans le domaine de l'agriculture

Il existe trois redevances collectées par les agences de l'eau : la redevance pour pollution diffuse en matière de produits phyto sanitaires (82M€ en 2011), la redevance pour prélèvement en eau (environ 15 M€/an) et la redevance pour pollution de l'eau par les élevages (3M€).

Les dépenses fiscales, peu nombreuses dans ce domaine sont destinées à favoriser le développement de biocarburants (exonération TICPE) pour un coût de 300 M€ en 2013 et l'agriculture biologique (crédit d'impôt) pour un coût de 33 M€ en 2011.

3 - L'efficience des mesures de mises en œuvre du paquet énergie climat dans l'agriculture est difficile à évaluer

Certains obstacles viennent compliquer l'évaluation des mesures « énergie-climat » dans le secteur de l'agriculture :

- La particularité des principales émissions de gaz à effet agricoles très fortement non énergétiques (protoxyde d'azote et méthane) et fortement diffuses.
- Les incertitudes fortes sur l'évaluation des émissions agricoles[100] en raison de la complexité de leur calcul souvent obtenu en multipliant une donnée de base (quantité d'engrais, nombre de tête de bétail…) par un facteur d'émissions qui reste encore très variable selon les études.
- La grande hétérogénéité des exploitations agricoles
- La prise en compte et l'interaction complexe des différentes sources et puits de carbone.

Ces différentes caractéristiques conduisent l'ADEME[101] à recommander dans l'axe 5 « Approches globales de l'environnement » de ses orientations stratégiques[102] de faire de l'évaluation environnementale un axe transversal. L'ADEME soutient par exemple l'analyse de cycle de vie (ACV) qui permet de prendre en compte les impacts environnementaux depuis la conception d'un produit agricole jusqu'à sa sortie de l'exploitation avec une prise en compte des émissions directes mais également indirectes (intrants, transport, ..).

[100] Incertitude de 40 % sur le facteur d'émission pour le CH4 en France et de 430 % pour les émissions de N20 des sols agricoles (rapport du CGEDD sur le facteur 4 en France de février 2013).
[101] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.
[102] Stratégie Agriculture et Forêt pour la période 2010-2013.

L'adoption d'une politique de ce type pourrait conduire à la mise en place d'indicateurs de suivi et servir de base au développement de l'évaluation des mesures engagées.

L'ADEME préconise également de renforcer l'application territoriale des mesures mises en œuvre. Evaluer à l'échelle d'un territoire l'impact des mesures mises en place dans le secteur agricole pourrait s'avérer plus facile. Cette échelle territoriale est déjà appliquée pour l'approche « cycle de vie » comme pour les diagnostics Dia'terre et ClimAgri. Il s'agit de dépasser la logique comptable de la seule prise en compte du nombre d'exploitations agricoles concernées par des mesures énergie-climat.

III - État des lieux : quels efforts à horizon 2030 et 2050

Dès la loi POPE du 13 juillet 2005[103], la France s'est fixé comme objectif de réduire de 3 % par an les émissions de gaz à effet de serre avec un objectif de division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre impliquant une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés d'ici 2050.

L'article 2 de la loi 2009-967 du 3 août 2009[104], a confirmé l'engagement de la France de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 en réduisant de 3% par an en moyenne les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. C'est ce que l'on a appelé le facteur 4.

Par ailleurs, le cadre européen fixé en mars 2013 dans le livre vert « un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030. L'objectif annoncé est de réduire de 40 % dans l'Union européenne les émissions de gaz à effet de serre pour qu'une réduction de 80 à 95% d'ici 2050 soit possible compte tenu de l'objectif internationalement approuvé d'un réchauffement atmosphérique de moins de 2° C.

Ainsi, la cohérence de la mise en œuvre du Paquet Energie-Climat dans l'agriculture doit être évaluée au regard de ces objectifs à horizon 2030 et 2050. Dans ce contexte de trajectoire plus lointaine, quel sera l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre attendu du secteur agricole ?

---

[103] Loi 2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.
[104] Loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Le rapport du comité « Trajectoires 2020-2050, vers une économie sobre en carbone » publié en octobre 2011 précise que l'atteinte de l'objectif facteur 4 en 2050 en France sous-entendra une participation à l'effort considérable de la part de l'agriculture qui représentera en 2050, 42% du total des émissions nationales.

Tableau n° 40 Émissions de gaz à effet de serre par secteur pour atteindre l'objectif de « facteur 4 » en 2050 en France [105]

	1990		2005		2050		
	Mt $eqCO_2$	Part du total (%)		Part du total (%)		Part du total (%)	Évolution /1990 (%)
Total	562	100	561	100	140	100	-75
Résidentiel – Tertiaire	91	16	108	19	13	9	-85
Industrie manufacturière	143	25	112	20	21	15	-85
Transports	120	21	144	26	41	29	-66
Agriculture	120	21	110	20	59	42	-51
Industrie de l'énergie	76	14	74	13	13	2	-96
Traitement des déchets	13	2	13	2	3	2	-76

Source : Rapport n°-008378-01du CGEDD[105]

A - Les résultats des travaux de prospective dans le domaine agricole

L'ADEME a engagé plusieurs travaux prospectifs destinés à confronter les objectifs français en matière d'énergie et de climat pour 2030 et 2050 avec différents scénarios sectoriels s'agissant des émissions de gaz à effet de serre.

L'étude « Agriculture et facteur 4 »[106] est une analyse sectorielle destinée à identifier plusieurs trajectoires envisageables afin d'atteindre le facteur 4 d'ici 2050. Cette étude se fonde sur la méthode des scénarios basés sur des « flux matières » de demande et d'offre. L'étude décrit 3 scénarios et leurs résultats en termes de trajectoire 2050 et conclut

[105] Rapport n°-008378-01du CGEDD « Le facteur 4 en France : la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 », février 2013.
[106] Etude de l'ADEME septembre 2012.

qu'aucun des scénarios ne permettrait d'atteindre le facteur 4 dans la mesure où le scénario le plus contraignant n'atteint qu'un facteur 3.2.

Le rapport « Prospective agriculture énergie 2030 » aboutit à la même conclusion sur ce point puisque les scénarios envisagés conduisent respectivement à une réduction des émissions de gaz à effet de serre de -14 à -61% sans atteinte du facteur 4.

L'ADEME préconise in fine de s'en tenir à un facteur 2 dans le domaine de l'agriculture.[107]

En effet, l'exercice de prospective de l'ADEME affiche des hypothèses fortes aussi bien à l'horizon 2030 qu'à l'horizon 2050 même si la vision 2050 va au-delà de l'évolution tendancielle appliquée pour l'horizon 2030.

Ainsi pour 2030, le scénario envisagé par l'ADEME se détermine avec :

- une évolution tendancielle de l'assiette alimentaire,
- une réduction de 50 % des pertes évitables et une action volontariste sur la surconsommation,
- une évolution des modes de production agricole vers des systèmes agro-écologiques de production intégrée avec une consommation moindre d'intrants et vers l'agroforesterie,
- une baisse de 23 % de la consommation énergétique de l'agriculture entre 2010 et 2030,
- le développement important de la méthanisation agricole,
- la préservation de la qualité des sols avec notamment l'augmentation du stock de carbone,
- la division par deux du rythme d'artificialisation des sols sur la période 2010-2030 par rapport au rythme actuel.

Même si le scénario envisagé reste déterminé par une analyse tendancielle, il suppose déjà des ruptures fortes sur 2 plans essentiels à l'atteinte des objectifs : une transformation forte des modes de production et de l'usage des sols et un changement significatif du régime alimentaire et des modes de consommation et d'approvisionnement en denrées agricoles.

Ces ruptures sous-tendent le chemin à parcourir selon l'ADEME en matière agricole d'ici 2050 avec :

- la poursuite de la réduction des pertes évitables (- 60 %)

[107] Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030/2050

- une agriculture conventionnelle limitée à 10 % (60 % de production intégrée ou agro-écologique et 30% d'agriculture biologique)
- une réduction des intrants azotés de 37 %
- un arrêt de l'artificialisation des sols en 2030.

D'autres scénarios, peu nombreux en matière agricole, vont même encore plus loin. À titre d'exemple, le scénario Afterres 2050[108] élaboré par Solagro est basé sur une hypothèse de 50 % d'agriculture biologique en 2050, une ration alimentaire contenant beaucoup moins de viande, de sucre et de lait, des sols délivrant jusqu'à 6 productions et des troupeaux fortement réduits. Toutefois ce scénario n'est basé que sur une étude de flux physiques et ne prend pas en compte les déterminants socio-économiques qui sont pourtant essentiels notamment en ce qui concerne le changement de la portion alimentaire et de sa composition.

B - La mise en œuvre du Paquet énergie climat dans l'agriculture devrait conduire à des réformes structurelles

Dans le contexte du partage de l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre entre plusieurs secteurs clé de l'économie, notamment le bâtiment et les transports, la réduction accentuée des émissions d'un secteur peut avoir des répercussions importantes sur les autres dans la mesure où l'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre est global (réduction de 14% pour tous les secteurs confondus). Ainsi, la réflexion sur les gains attendus dans les autres secteurs et sur les investissements considérables qu'ils pourraient nécessiter, devrait conduire à réorienter la politique de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole.

1 - Le maintien des mesures techniques énergétiques devrait s'accompagner d'une transition socio-économique du secteur

L'étude précitée de l'ADEME conclut que les principaux leviers qui auraient un impact significatif en termes de réduction de gaz à effet de serre seraient :

- Les changements des pratiques agricoles et des systèmes de culture

[108] Solagro, association à but non lucratif développant des réflexions sur l'énergie et l'agriculture. Scénario agricole adossé au scénario énergétique global de Négawwatt.

- Les modifications profondes du régime alimentaire de la population française
- La baisse des exportations[109]
- La réaffectation des terres libérées à la production d'énergie renouvelable.

La réorientation de la mise en œuvre du paquet énergie climat passe par la prise en compte d'un levier essentiel : les pratiques agricoles et les systèmes de culture. Ainsi pour l'élevage, la recherche a déjà établi que les modalités et les rations d'alimentation du bétail avaient un effet non négligeable sur les émissions de méthane. De la même façon, les modalités d'épandage des sols peuvent contribuer à réduire les émissions agricoles de gaz à effet de serre.

Cette réorientation des politiques publiques doit également prendre en compte la question du changement d'utilisation des terres avec notamment les questions de surfaces mises en culture ou conservées en prairies.

Une étude publiée en juillet 2013 par l'ADEME et l'INRA[110] permet de déterminer le potentiel d'atténuation de dix actions techniques en termes d'émissions de gaz à effet de serre. L'ensemble des actions choisies dans le cadre de l'étude relève des pratiques agricoles sans remise en cause majeure des systèmes de production ni baisse des niveaux de production supérieure à 10 %. Elles se regroupent en cinq catégories : la réduction des apports de fertilisants azotés, le stockage du carbone dans les sols et la biomasse, la ration alimentaire des animaux et la valorisation des effluents.

Le potentiel global d'atténuation annuel des émissions de GES lié à la mise en place de l'ensemble des dix actions (par rapport à la référence qui est égale aux émissions de l'année 2010) serait de 32,3 Mt eCO2 en 2030 hors émissions induites selon le mode de calcul propre à l'étude et de 10 Mt eqCO_2 selon le mode de calcul utilisé par le CITEPA qui ne prend notamment pas en compte la question de la séquestration du carbone dans les sols. La baisse des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur agricole serait donc comprise entre -31% et moins 10% selon le mode de calcul.

[109] Hypothèse peu crédible au vu d'un des rares postes positifs de la balance commerciale et des besoins alimentaires au niveau mondial.

[110] «Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? Potentiel d'atténuation et coût de dix actions techniques », INRA Juillet 2013.

L'étude conclut que les mesures ayant le potentiel d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre le plus élevé sont celles qui sont liées à la gestion de l'azote (fertilisation azotée, légumineuses, alimentation azotée des animaux). Le développement de la méthanisation agricole est également identifié comme ayant un fort potentiel d'atténuation.

Cette étude doit servir à orienter les politiques publiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre dues à l'agriculture. Toutefois, elle constate que les mesures envisagées ne permettront pas d'atteindre les objectifs 2030 et 2050. Pour atteindre les objectifs plus ambitieux de réduction des GES, il faudra agir sur des leviers socio-économiques amenant à des ruptures dans les modes de production et à une modification du régime alimentaire.

Les rédacteurs regrettent que le système national d'inventaire des GES soit incomplet notamment en raison de l'absence de prise en compte du stockage du carbone dans les sols. La technique actuelle d'inventaire basé sur une statistique agricole insuffisante ne permet pas de prendre de façon assez fine les pratiques culturales et le type d'alimentation des animaux.

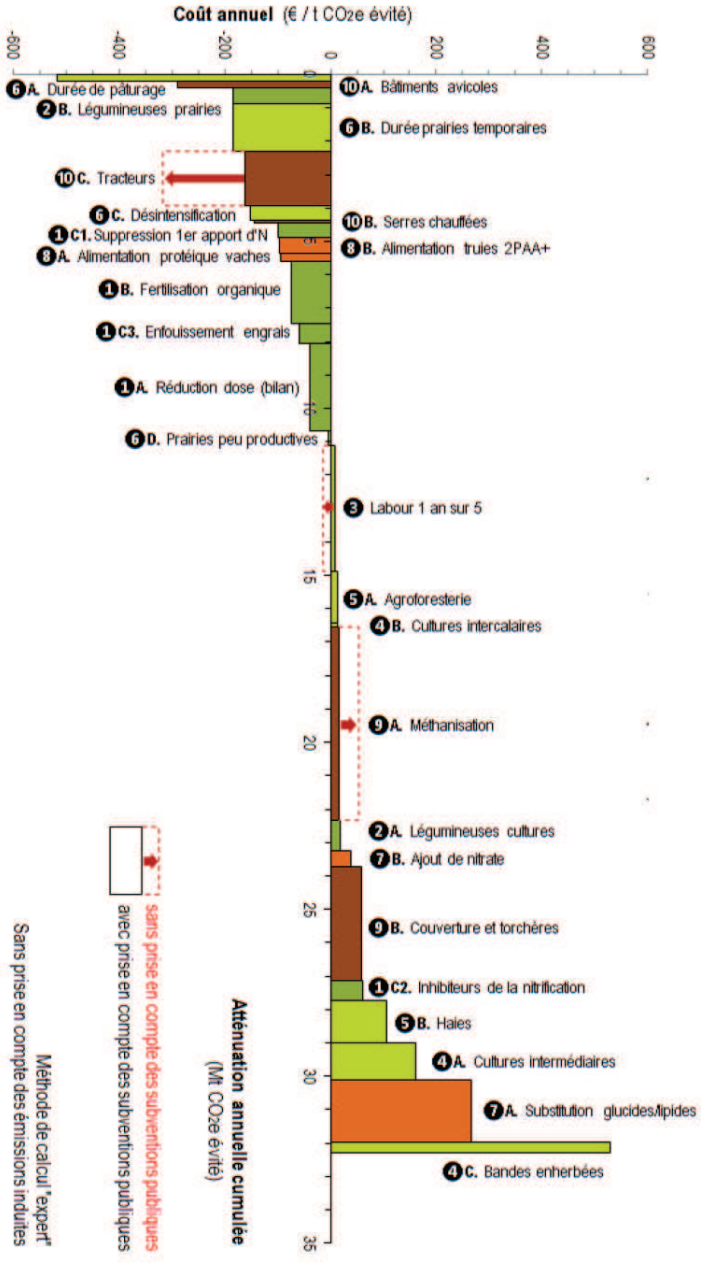


Figure 54. Coût (en euros par tonne de eqCO_2 évité) et potentiel d'atténuation annuel en 2030 à l'échelle du territoire métropolitain (en Mt de eqCO_2 évité par an) des sous actions instruites (Source : rapport INRA[110])

Toutefois, dans son rapport RMS de mars 2013, la France indique que bien que le maintien et le développement du stock de carbone dans les sols agricoles soit un axe majeur d'intervention dans le secteur agricole pour lutter contre l'effet de serre, « *des recherches complémentaires sont encore nécessaires pour réduire les incertitudes associées à l'évaluation des mesures permettant de limiter le déstockage de carbone des terres labourées et des prairies retournées.* »

2 - Renforcer le lien entre la politique énergie-climat la politique agricole commune

Les aides financières et les grandes orientations de la politique agricole commune (PAC) sont encore majoritairement éloignées de la prise en compte de l'environnement et plus encore des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés dans le Paquet énergie-climat. Le premier objectif de la PAC reste la garantie d'une production alimentaire viable pour les européens.

Les aides distribuées dans le cadre de la PAC sont encore largement décorrelées de la prise en compte de l'environnement.

Le verdissement de la PAC est une préoccupation récente. La commission européenne propose qu'un tiers des aides directes du premier pilier constitue des paiements verts soumis à la diversité des cultures, au maintien des prairies permanentes et au maintien progressif de 7% de la surface éligible en surface d'intérêt écologique. Toutefois, l'impact environnemental de ce dispositif sera assez limité et insuffisant pour arriver à un changement profond des pratiques agricoles d'autant que les amendements de ce texte ont conduit à la mise en place de nombreux systèmes dérogatoires.

ANNEXE N° VI

LE SYSTEME COMMUNAUTAIRE D'ECHANGE DE QUOTAS (SCEQE)

Introduction

Mis en œuvre dès 2005, le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE) [111] a été établi par la directive n°2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003. Celle-ci a été largement modifiée par la directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, dite directive du Paquet Energie Climat, qui définit le nouveau mode de fonctionnement du marché européen des quotas pour la troisième période d'allocation (Phase III) qui se déroulera de 2013 à 2020.

Dans un premier temps (A), après avoir rappelé les textes qui encadrent le système d'échange de quotas la présente annexe retracera le contexte dans lequel est né le SCEQE (I). Elle en présentera ensuite les grands principes de fonctionnement (II) avant de revenir sur les évolutions majeures introduites par la Phase III. (III)

Dans un deuxième temps (B), cette évaluation avancera un bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE, notamment en termes de coûts (I) et d'efficacité (II).

Ensuite (C), elle proposera une première analyse de la troisième période du système d'échange de quotas en s'intéressant particulièrement au surplus des quotas hérités de la phase II (I), aux leçons tirées des deux premières périodes (II), à la délicate question de la compétitivité face à un prix du carbone (III) pour revenir sur le choix fait par la France de l'utilisation du produit des enchères (IV).

Cette annexe s'interrogera en conclusion (D) sur la cohérence entre le SCEQE et les autres « briques » du Paquet Energie Climat (I) et les besoins de réforme du système (II).

[111] Le SCEQE est également souvent désigné sous son appellation anglo-saxonne de EU-ETS (European Union Emission Trading Scheme).

I - Les fondements du système d'échange de quotas

A - Le cadre du SCEQE

1 - Les textes

Le système d'échange de quotas a été établi par la directive n°2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 modifiant la directive N°96/61/CE du Conseil.

Cette directive a ensuite été successivement complétée par [112] :

- La directive 2004/101/CE du Parlement et du Conseil du 27 octobre 2004, modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté, au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto ;

- La directive 2008/101/CE du 19 novembre 2008 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'intégrer les activités aériennes dans le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effets de serre.

- Le règlement (CE) 219/2009 du Parlement et du Conseil du 11 mars 2009 portant adaptation à la décision 1999/468/CE du Conseil de certains actes soumis à la procédure visée à l'article 251 du traité, en ce qui concerne la procédure de réglementation avec contrôle.

- La directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

- En outre, d'autres textes complètent le fondement juridique du fonctionnement actuel du système européen d'échange de quotas :

- La décision 377/2013/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 avril 2013 dérogeant temporairement à la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.

- La décision 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 relative à un mécanisme pour surveiller les

[112] Cf. la directive consolidée in : http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:FR:PDF

émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté et mettre en œuvre le protocole de Kyoto.

- La décision 2010/2/UE de la Commission du 24 décembre 2009 établissant, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil, la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite carbone, elle-même modifiée par deux textes : la décision 2011/278/UE du 27 avril 2011 dite « Mesures communautaires d'Exécutions (CIMs) et portant sur la définition d'un référentiel permettant une nouvelle forme d'allocation de quotas aux installations [113] , et la décision 2012/498/UE du 17 août 2012 ;

- Le règlement UE 1031/2010 de la Commission du 12 novembre 2010 relatif au calendrier, à la gestion et aux autres aspects de la mise aux enchères des quotas d'émission de gaz à effet de serre conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté ;

- Le règlement UE 1210/2011 de la Commission du 23 novembre 2011 modifiant le règlement UE 1031/2010 afin, notamment, de déterminer le volume de quotas d'émission de gaz à effet de serre à mettre aux enchères avant 2013 ;

- Le règlement UE 920/2010 de la Commission du 7 octobre 2010 concernant un système de registres normalisé et sécurisé conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et à la décision n° 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. (valable jusqu'en octobre 2013) ;

- Le règlement UE 1193/2011 de la Commission du 18 novembre 2011 établissant le registre de l'Union pour la période d'échanges débutant le 1er janvier 2013 et pour les périodes d'échanges suivantes du système d'échange de quotas d'émission de l'Union conformément à la directive 2003/87/CU du Parlement européen et du Conseil et à la décision n°280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant les règlements de la Commission (CD) n°2216/2004 et UE n°920/2010, abrogé le 2 mai 2013 ;

- Le règlement UE 389/2013 de la Commission du 2 mai 2013 établissant un registre de l'Union conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et aux décisions 280/2004/CE et N°406/2009 CE du Parlement européen et du Conseil et

[113] Cette décision définissait des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10bis de la directive 2003/87/CE.

abrogeant les règlements (UE) 920/2010 et (UE) 1193/2011 de la Commission ;

- Le règlement UE 109/2013 de la Commission du 29 janvier 2013 modifiant le règlement CE 748/2009 de la directive 2003/87/CE du parlement européen et du Conseil à compter du 1er janvier 2006 et précisant l'État membre responsable de chaque exploitant d'aéronef, compte tenu de l'extension du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union aux pays de l'AELE membres de l'EEE ;

- Le règlement UE 550/2011 de la Commission du 7 juin 2011 sur les restrictions qualitatives pour certains types de crédits ;

- Le règlement UE 601/2012 MRV ETS de la Commission du 21 juin 2012 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

- Le règlement MMR non spécifique ETS mais fixant le mécanisme pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et pour la déclaration, au niveau national et au niveau de l'Union, d'autres informations ayant trait au changement climatique (5 avril 2013).[114]

- La décision 2011/278/UE du 27 avril 2011 pour l'allocation de quotas gratuits définissant des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10 bis de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

- La décision 2010/2/UE du 24 décembre 2009 établissant la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone, amendée le 17 août 2012 (verre / laines minérales…)[115] et le 11 novembre 2011[116].

- La communication de la Commission Européenne concernant les lignes directrices concernant certaines aides d'État dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012, publiée au JO UE du 5.06.2012[117]

---

[114] Cf. http://register.consilium.europa.eu/pdf/fr/13/pe00/pe00001.fr13.pdf
[115] Cf.http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/2012_08_17_amending_en.pdf
[116] Cf.http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:299:0009:0012:FR:PDF
[117] Cf.http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2012:158:0004:0022:FR:PDF

Les éléments relatifs aux directives et aux décisions concernant le SCEQE ont été régulièrement transposés et figurent aux articles L229-5 à 229-24 du Code de l'Environnement – pour les directives et aux articles R 229-5 à 229-44 pour les règlements.

2 - Les objectifs

À sa création, le SCEQE devait permettre aux États membres de l'Union européenne de contribuer à la réalisation des engagements pris par l'Union au titre du Protocole de Kyoto, soit, pour l'Union Européenne, une réduction de ses émissions de 8% en 2012 par rapport à 1990 et, pour la France, un maintien de ses émissions en 2012 à hauteur de celles de 1990.

La directive 2009/29/CE vise à poursuivre cet objectif premier et à faire du système d'échange de quotas phase III un auxiliaire des efforts de l'Union Européenne en matière de lutte contre le changement climatique, dont les objectifs sont exprimés dans les premiers considérants de la directive 2009/29/CE : réaliser « l'engagement du Conseil Européen de mars 2007 de réduire d'ici à 2020, les émissions globales de gaz à effet de serre de la Communauté d'au moins 20 % par rapport à leurs niveaux de 1990 » afin de contribuer à « l'objectif ultime de la convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC), approuvée au nom de la Communauté Européenne par la décision 94/69/CE du Conseil et consistant à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique »[118]. Dans cette perspective « il convient que d'ici à 2020, les quotas d'émissions alloués aux installations soient inférieurs de 21% aux niveaux d'émissions desdites installations en 2005 »[119].

[118] Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, considérants 1 à 3.
[119] Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, considérant 5.

3 - Le contexte de l'adoption d'un système d'échange de quotas

Quatre principaux éléments permettent d'expliquer le lancement d'un système d'échange de quotas auquel la Commission européenne s'était pourtant au départ fermement opposée lors des négociations du protocole de Kyoto[120].

L'échec de la Commission à mettre en place, depuis 1992, une taxe carbone à l'échelle européenne ;

L'incapacité de l'Europe à imposer ses positions pendant les négociations du protocole de Kyoto à l'occasion de la Conférence des Parties de décembre 1997 ;

Le soutien massif des États-Unis à l'idée d'un système d'échange de quotas, déjà expérimenté sur leur sol au travers du programme *Acid Rain* (Pluies Acides) ;

L'évolution d'une importante partie du monde industriel estimant que le changement climatique pouvait, de fait, constituer une menace importante et que, une forme de régulation devenant à court terme inévitable, l'idée d'un marché de quotas pouvait constituer un compromis acceptable.

Dès 1998, la Commission est donc revenue sur ses positions premières et a fait sienne la promotion d'un système communautaire d'échange de quotas.

B - Les grands principes de fonctionnement du système d'échange de quotas

Le SCEQE est un **système de plafonnement et d'échange d'émissions** *(cap and trade)* applicable à des **installations** émettrices de gaz à effets de serre : le niveau global admissible d'émissions est plafonné par le régulateur qui, dans un même temps, alloue aux installations émettrices concernées un certain nombre de permis d'émissions (allocations ou encore quotas) de façon gratuite ou payantes. Les installations sont autorisées, jusqu'à cette limite, à échanger des **quotas** d'émissions selon leurs besoins. La non restitution de quotas dans

[120] Cf. sur ces différents points A.D. Ellerman, F.J.Convery, C. de Perthuis : Le Prix du Carbone, Pearson, Paris, 2010, p. 15-29 ; M. Braun : « The evolution of emissions trading in the European Union – The role of policy networks, knowledge and policy entrepreneurs", in : Accounting, Organizations and Society, n°34, 2009 p. 469-487; R. Falkner : Business power and conflict in international environmental politics, Palgrave Macmillan, Eastbourne, 2008.

les délais prévus se traduit par des pénalités de 100€/tonne[121], les quotas devant en outre être restitués par la suite.

Les installations qui réussissent à diminuer leurs émissions à un coût inférieur à celui du carbone sont ainsi incitées à réduire leurs émissions ; celles au contraire dont l'effort à réaliser s'avère plus coûteux que le prix du carbone vont acheter des quotas sur le marché au lieu de réaliser les réductions d'émissions. L'idée sous-jacente vise donc à ce que, dans des conditions de marché pures et parfaites, le coût marginal d'abattement à l'équilibre soit égal au prix du carbone sur le marché et soit en outre identique pour toutes les installations. Le marché carbone doit ainsi permettre d'obtenir une réduction du niveau des émissions fixé par le régulateur à un coût économique minimal. Au-delà, il est prévu que les quotas alloués diminuent au cours du temps entraînant une augmentation progressive du prix du carbone dans la mesure où le coût marginal d'abattement augmente en parallèle. Dans cette logique, le recours à des technologies vertes devrait ainsi devenir de plus en plus rentable.

1. Les installations[122]

Deux principaux critères définissent l'éligibilité d'une installation au SCEQE :

- Le secteur d'activité, fixé par l'article R.229-5 du code de l'environnement. Quatre principaux secteurs sont concernés : la production d'énergie, la production et le traitement de métaux ferreux, l'industrie minérale (ciment, céramique, verre) et la production de papier et cellulose. La liste de ces secteurs s'est élargie au cours des différentes périodes de l'ETS.

[121] 40€/t lors de la première période du SCEQE (2005-2007) puis 100€ pour les phases II (2008-2012) et III (2013-2020).
[122] Cf. Annexe 1 de la directive 2009/29/CE.

- Un seuil d'éligibilité, introduit par la directive 2003/87/CE.[123]

En cas de cessation d'activité ou de passage en dessous des seuils d'éligibilité, les installations sont exclues du système d'échange de quotas. Toutefois, celles-ci doivent dans l'année qui suit l'acte de cessation ou d'exclusion, déclarer leurs émissions de l'année de cessation ou d'exclusion et restituer les quotas correspondant à ces émissions.

En cas d'extension de capacité ou de création nouvelle, il est prévu une réserve dite « Nouveaux entrants » : jusqu'en 2012, celle-ci est pourvue et gérée par chaque État membre qui prélève sur l'ensemble de ses quotas nationaux la part qu'il estime nécessaire à ces futurs « nouveaux entrants ». Cette réserve se montait au départ pour la France à 2,74 millions de tonnes de CO2/an soit, pour la phase II, un total de 13,7 millions de tonnes.

Au total, sur les quelque 11400 installations européennes représentant près de 50 % des émissions de CO2 de l'Union, la France compte, en mars 2013, 1190 installations soumises au SCEQE pour un niveau total d'émission estimé à 116 063 320 tonnes équivalent CO2.[124] Toutefois sur ces quelques 1200 installations, seule une cinquantaine ont des émissions annuelles moyennes supérieures à 500kt.

2- Les quotas

Les « quotas » utilisés par les installations recouvrent plusieurs types d'unités d'échange :

Le quota d'émission de CO2 ou EUA (*European Union Allowance*) constitue le principal instrument du SCEQE.

À ce principal sous-jacent du marché défini dans la directive 2003/87/CE s'ajoutent deux autres types de titres, dits « mécanismes de

[123] Soit les installations de combustion d'une puissance supérieure à 20MW ; les installations de production de produits chimiques organiques en vrac disposant d'une capacité de production supérieure à 100 tonnes par jour ; les installations de production de produits céramiques par cuisson dont la capacité de production est supérieure à 75 tonnes par jour ; les installations de production de ciment ayant une capacité de production supérieure 50 tonnes par jour (ou 500 tonnes en présence de fours rotatifs) ; les installations de production d'hydrogène ayant une capacité de production supérieure à 25 tonnes par jour ; les installations de production de papier, carton, verre, dont la capacité de production est supérieure à 20 tonnes par jour ; les installations de production de fonte ou d'acier d'une capacité de plus de 2,5 tonnes par heure.

[124] Estimation réalisée en janvier 2012 par le CITEPA de la moyenne des émissions de 2005 à 2010 pour le périmètre de la phase 3.

projet », prévus par le protocole de Kyoto (art.12 et 6) et acceptés au sein du SCEQE par la directive 2004/101 CE : les unités de réduction certifiée des émissions (URCE) et les unités de réduction des émissions (URE), auxquelles les installations soumises au système d'échange de quotas européen ont été autorisées à faire appel pour leur conformité à partir de 2008 et dans la limite de 13,5% de leur allocation en moyenne – chiffre également retenu par la France.

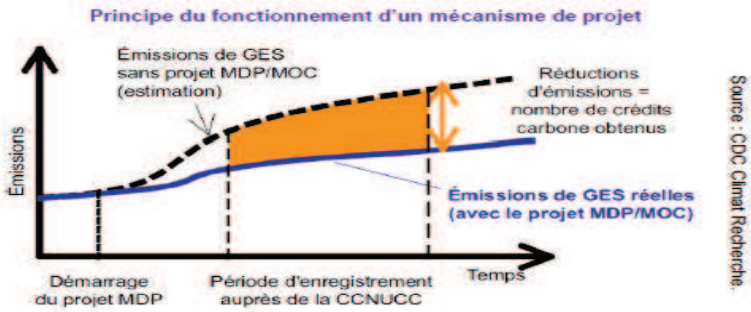


Figure 55. Le principe de fonctionnement d'un mécanisme de projet

- L'unité de réduction certifiée des émissions (URCE) ou CER (Certified Emission Reduction) : ce crédit carbone, générée dans le cadre du Mécanisme de développement Propre (MDP), est délivrée par la CCNUCC (Convention Cadre des Nations unies sur le Changement Climatique). À l'issue d'un long processus de validation et d'enregistrement, le crédit est attribué aux porteurs ayant réalisé des projets de réduction des émissions dans les pays en développement.



Figure 56. Le Mécanisme de Développement Propre. Source : CDC Climat Recherche

- L'unité de réduction des émissions (URE) ou Emission Reduction Unit (ERU), générée dans le cadre de projets de mise en œuvre conjointe (MOC) est également attribuée par la CCNUCC, mais à des

projets de réduction d'émission, qui sont réalisés au sein des pays industrialisés de l'annexe B du protocole.

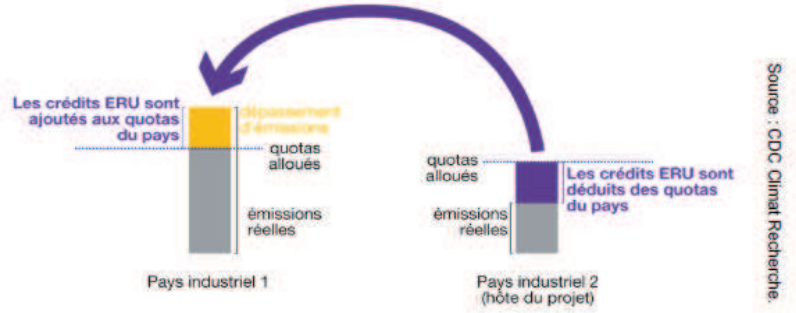


Figure 57. Les projets de Mise en Œuvre conjointe

La capacité d'utiliser ces deux types de mécanismes a fait l'objet de restrictions qualitatives.

Adoptées en 2011, ces restrictions ont d'abord consisté en l'interdiction d'utilisation des crédits générés par des nouveaux projets et enregistrés après 2012, visant la destruction du HFC23 ou du N2O issu de la production d'acide adipique, à des fins de conformité sous la phase III.

Cette exclusion de certains gaz à effets de serre s'est en outre accompagnée d'une restriction portant sur l'origine géographique des crédits MDP acceptés par l'Union Européenne qui a décidé en 2010 de n'accepter pour la phase III du SCEQE que deux types d'URCE : celles provenant de projets enregistrés auprès des Nations Unies avant le 31 décembre 2012 et celles issues de projets réalisés dans les Pays les Moins Avancés (PMA).

Toutefois, au regard du contexte actuel de surabondance des crédits MDP, l'utilité de ces restrictions visant à favoriser la mise en place de projets de réductions des émissions dans les pays en développement et plus particulièrement dans les PMA n'a qu'une portée limitée.

1 - Le calendrier de la conformité des installations

Les installations soumises au SCEQE, ont pour obligation de restituer chaque année autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente[125] selon le calendrier suivant :

[125] Sur la base d'un quota=une tonne de CO2.



Figure 58. Calendrier de l'EU ETS

Le processus de vérification de ces déclarations répond, en France[126], à une succession d'échéances : pour le 30 mars de l'année n, les installations adressent un rapport sur leurs émissions vérifiées au ministère de l'Environnement (MEDDE) à l'issue d'un processus de vérification effectuée au premier niveau par des vérificateurs agréés puis au deuxième niveau par les services déconcentrés du ministère (DREAL), la DGEC effectuant une dernière vérification formelle.

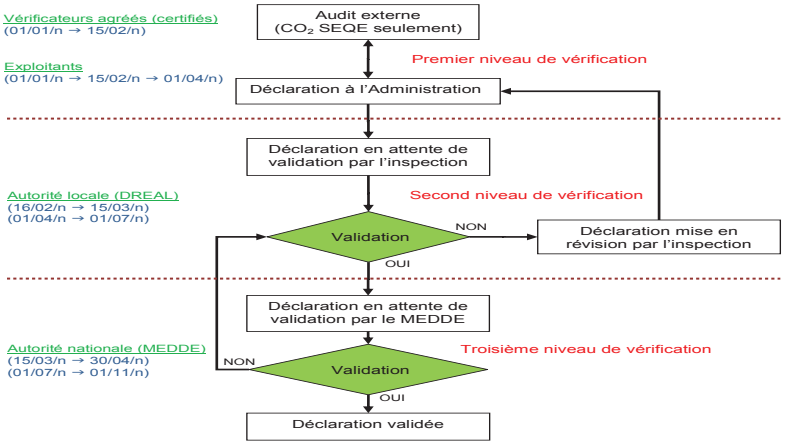


Figure 59. Le processus de validation des données déclarées en France. Source : CITEPA

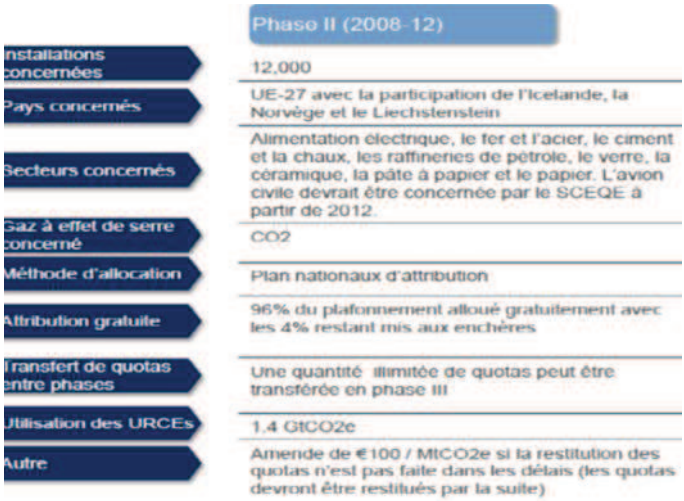
Au 30 avril de l'année n, les installations restituent la quantité de quotas correspondant à leur niveau d'émission vérifiée pour l'année n-1.

[126] Le calendrier du processus de vérification, à la différence de celui de la déclaration des émissions, relève des États Membres. Le rapport présente ici le processus choisi par la France.

C - Les évolutions majeures du Paquet Energie Climat

La phase III du SCEQE (2013-2020) se caractérise par cinq principales évolutions par rapport aux deux premières phases (2005-2007; 2008-2012) :

1. une extension des champs concernés ;
2. la validité presque intégrale pour la phase III des quotas obtenus en phase II ;
3. La fixation d'un plafond européen pour les quotas à l'échelle de l'UE au lieu du système actuel à 27 plafonds nationaux, avec une diminution annuelle de 1,74 % jusqu'en 2020 et au-delà ;
4. un nouveau mode d'attribution des allocations gratuites ;
5. le remplacement des 27 registres nationaux par un registre unique de l'Union.



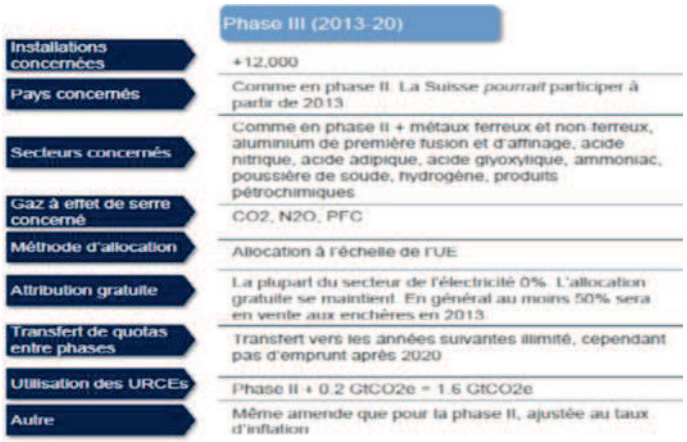


Figure 60. Les trois phases de l'ETS. Source : CDC Climat Recherche.

1 - Une extension du périmètre

Déjà étendu à trente pays (l'UE des 27 + l'Islande, La Norvège et le Lichtenstein), le SCEQE intègre depuis le 1er juillet 2013 la Croatie.

La phase III se caractérise également par un périmètre élargi des gaz à effets de serre concernés, avec l'entrée du protoxyde d'azote (N2O) et des perfluorocarbures (PFC).

En outre, à côté de l'intégration de nombreuses activités industrielles (cf. tableau ci-dessus), la phase III se caractérise par l'intégration du secteur aérien dans le SCEQE dès le 1er janvier 2012 en vertu de la directive 2008/101/CE du 19 novembre 2008 modifiant la directive 2003/87/CE dite « ETS aviation », qui prévoit que les opérateurs aériens restituent des quotas à hauteur des émissions des vols au départ et à l'arrivée des pays de l'Union. La majorité des quotas sont alloués gratuitement, une part équivalente à 15% du plafond d'émission est vendue aux enchères, les recettes devant être utilisées dans le cadre de la lutte contre le changement climatique. Toutefois à la suite de nombreuses plaintes[127] de pays estimant que la directive constitue une violation du principe de souveraineté nationale sur l'espace aérien, érigé par l'article 1 de la Convention de Chicago, l'UE a été amenée à suspendre pour un an l'application de sanction pour les vols extra-

[127] Au-delà des simples prises de position, telles la déclarations de New Dehli et de Moscou ou les actions menées au sein de l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI), plusieurs pays ont interdit à leurs compagnies aériennes de se mettre en conformité avec la directive (Chine, Inde, États-Unis – qui ont adopté une loi en ce sens fin 2012).

européens ainsi que l'obligation de restituer des quotas pour les seuls vols hors UE, à condition pour les opérateurs aériens de "rendre" les quotas reçus gratuitement au titre de ces vols. Les obligations découlant de la directive demeurent néanmoins pour tous les vols intra-UE[128]. À court terme, cette suspension n'est pas toutefois sans soulever de nombreuses difficultés pratiques et juridiques. À plus long terme, l'Union européenne devra sans doute adapter sa Directive ETS aviation pour la rendre conforme aux décisions de l'OACI. Il est probable que des amendements substantiels devront y être apportés dans le calendrier contraint avant les élections européennes.

Au total, le règlement UE n°109/2013 de la Commission du 29 janvier 2013 modifiant le règlement CE n°748/2009 de la directive 2003/87/CE à compter du 1er janvier 2006 et précisant l'État membre responsable de chaque exploitant d'aéronef, a retenu pour la France 1521 compagnies aériennes. Toutefois en mai 2013, seules 228 d'entre elles avaient pu être clairement identifiées par la DGAC, ces contacts ayant à ce jour débouché sur l'ouverture de 181 comptes auprès du registre.

2 - La validité en phase III des quotas de phase II

À l'exception de certains types de crédits Kyoto subissant des restrictions qualitatives (cf. supra), les quotas non restitués en phase II sont intégralement réutilisables en phase III. Cette validité des quotas n'avait pas été utilisée lors du passage de la phase I à la phase II.

3 - La fixation d'un plafond global

Ce plafond est désormais fixé au niveau européen. Il s'élève à 2040 millions de tonnes en 2013. Par la suite, comme le prévoit la directive, la quantité totale de quotas diminue d'un facteur linéaire de 1,74 % par rapport au total annuel moyen de quotas délivré par les États membres.

Dans une même logique, la Réserve Nouveaux Entrants est désormais également fixée au niveau européen selon la règle du premier arrivé, premier servi, sans possibilité de dépassement une fois la réserve épuisée. Elle est abondée par un montant de quotas correspondant au maximum à 5 % de la quantité délivrée chaque année pour la Communauté lors de la période.

---

[128] Un vol international s'entend comme un vol effectué au départ ou à l'arrivée d'un aérodrome situé dans un des pays ou territoire listé ci-dessus vers/depuis un pays tiers. Pour les vols avec escale (donc comprenant une étape intra UE), chaque tronçon est distingué.

La nouveauté réside tout d'abord dans la généralisation du principe des enchères.

Quelques 99,8% des allocations avaient été allouées gratuitement en première période et, en deuxième période, les États n'avaient prévus de ne mettre aux enchères que 3,1% des allocations totales[129]. L'une des évolutions majeures du SCEQE en 2013, est la transition d'un mode d'allocation gratuit en phase II vers une allocation progressivement payante à partir du 1er janvier 2013 et pour toute la durée de la phase III.

Par ailleurs, environ 90 Mt ont été mises sur le marché dès la fin 2012 (enchères dites « anticipées ») pour répondre notamment aux besoins des acteurs ayant une gestion anticipée à long terme de leurs besoins en quotas (en particulier les énergéticiens).

Les grands principes de ce passage aux enchères sont les suivants :

- **100 % de quotas mis aux enchères pour le secteur électrique dès 2013 :** La vente aux enchères de quotas d'émissions de CO^2 s'appliquera intégralement au secteur électrique dès 2013. Un régime d'allocation gratuite transitionnelle a cependant été mis en place pour les centrales situées dans huit États en ayant fait la demande : Bulgarie, Chypre, République tchèque, Estonie, Roumanie, Hongrie, Pologne, Lettonie. Pour ces derniers, 30 % des quotas seulement seront mis aux enchères en 2013 pour atteindre 100 % en 2020.

- **Pour les autres secteurs industriels, la vente aux enchères concernera 20 % en 2013 des allocations définies par benchmark, les 80 % restant étant alloués gratuitement. La part de quotas mis aux enchères augmentera progressivement pour atteindre 70 % en 2020 et 100 % en 2027**. Néanmoins, pour les secteurs concernés par un risque de fuite carbone, 100 % de l'allocation par benchmark sera distribuée gratuitement durant toute la période (cf. ci après).

- **L'aviation**, qui est entrée dans le périmètre du SCEQE en 2012, devra acheter 15 % de ses quotas aux enchères de 2012 à 2020.

La deuxième nouveauté consiste en l'adoption d'un nouveau mode d'attribution des quotas gratuits.

Le second changement majeur consiste en une transformation du mode d'attribution des quotas gratuits. En effet les deux premiers Plans Nationaux d'Allocation de Quotas (PNAQ)[130] avaient été élaborés par les

[129] Pour les deux premières périodes, la France a fait le choix de ne procéder à aucune vente aux enchères.

[130] Plan qui répartit l'ensemble des quotas alloués aux installations pour les phases successives du SCEQE.

seuls États membres, la Commission se contentant, le cas échéant de diminuer le montant des allocations consenties si elle jugeait que celles-ci avaient été trop largement calculées[131]. Cette grande liberté s'accompagnait en outre d'un pouvoir quasi discrétionnaire des États dans la répartition des quotas entre les installations, dont le calcul de l'attribution – malgré l'existence de critères précisés par l'annexe III de la directive 2003/87/CE[132] - c'est le plus souvent effectué sur la base des émissions historiques (méthode dite du *grandfathering*).

Afin de remédier à un mode d'attribution in fine très hétérogène, la directive 2009/29/CE prévoit pour la troisième phase du SCEQE deux principales évolutions[133] :

- Le calcul du plafond des allocations gratuites est désormais fixé par la Commission. Par ailleurs, deux régimes d'allocation de quotas gratuits sont prévus : l'un pour les installations ou sous installations exerçant une activité exposée aux fuites de carbone et qui, dans ce cas bénéficient de 100% de quotas gratuits (cf. ci-dessous pour le détail) ; l'autre pour le reste des installations qui bénéficient de taux de quotas gratuits décroissants au cours de la période (cf. le tableau ci-dessous) :

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
80%	73%	66%	59%	51%	44%	37%	30%

Source : direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

[131] L'allocation totale initialement proposée dans les différents PNAQ pour la deuxième période (2008-2012) était de 2325 millions d'allocations, ce qui dépassait largement l'allocation totale de la première période, pourtant déjà jugée surévaluée. Après révision de la Commission, les allocations dans les PNAQ ont été diminuées de 245 millions de tonnes par ans pour aboutir à un total de 1915 millions de tonnes. Seuls quatre pays – le Danemark, la France, la Slovénie et le Royaume uni – ont vu leurs plans acceptés sans correction.

[132] Ainsi, par exemple, la non-discrimination entre les installations ou encore « le potentiel des installations y compris le potentiel technologique, de réduction des émissions des activités couvertes par le SCEQE ».

[133] Cf. également les lignes de conduite de la Commission, in : http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd2_allocation_methodologies_en.pdf

- les allocations gratuites en Phase III ne sont plus basées sur l'historique des émissions de gaz à effet de serre (GES), mais sur un référentiel dit par « produit »[134]. La définition d'un seul référentiel étant impossible pour l'ensemble des produits fabriqués par les installations de l'EU-ETS, des méthodologies d'allocation complémentaires ont été définies pour les autres produits, basées sur un référentiel de consommation de chaleur, un référentiel de consommation de combustibles et enfin les émissions de procédés historiques[135].

L'allocation de chaque sous-installation est ensuite multipliée par le « facteur fuite de carbone» (EF)[136]:

- Les sous-installations à risque de fuites de carbone seront multipliées par un facteur 1 pour toutes les années de la 3ème période (100% d'allocation au niveau des référentiels) ;
- Les sous-installations n'étant pas considérées comme à risque de fuites de carbone seront multipliées par un facteur dégressif égal à 0.8 en 2013, et diminuant linéairement jusqu'à 0.3 en 2020 (soit une réduction progressive de 80 % à 30 % d'allocation).
- Les cas particuliers ne répondant pas à ce cadre général, notamment le cas d'échange de chaleur entre installations ou celui d'installations changeant de capacité pendant la période de référence sont également envisagés dans une série de documents de la commission.[137]

---

[134] Ces référentiels par produit sont calculés sur la base de la moyenne des émissions spécifiques des 10% d'installations les moins émettrices dans un secteur ou un sous-secteur à l'échelle de l'Union Européenne au cours des années 2007-2008. En principe, les allocations sont faites par des benchmark correspondant à chaque type de produit.

[135] Cf. « Guide de l'accompagnement de l'exploitant dans la saisie des informations nécessaires à l'allocation des quotas », 25/05/2011, publié par Air Climat, l'agence wallonne de l'air et du climat.

[136] Cf. les développements ci-après sur la compétitivité des entreprises soumises au SCEQE

[137]http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd9_sector_specific_guidance_en.pdf
http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd6_cross_boundary_heat_flows_en.pdf
http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd8_waste_gases_en.pdf
http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd2_allocation_methodologies_en.pdf

Année	Quotas gratuits alloués à la France
2013	88,4
2014	86,1
2015	83,8
2016	81,6
2017	79,5
2018	77,3
2019	75,2
2020	73,1

Source : http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013090502_en.html

II - Le bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE

Le bilan montre un coût non négligeable pour l'état, un impact limité sur la compétitivité des entreprises et une efficacité du système difficile à établir avant tout dû a un contexte économique défavorable

Il convient à nouveau de souligner la difficulté qu'il y a aujourd'hui à produire une analyse de la composante « SCEQE » du paquet énergie climat dans la mesure où la phase III vient tout juste de démarrer. Ce développement propose néanmoins de dresser un bilan d'étape de la phase précédente dont l'architecture constitue encore pour l'essentiel le fondement de la phase III.

A - Le coût du SCEQE

1 - Le coût pour l'État

Trois principaux types de coûts de nature très hétérogène peuvent être mis en avant pour l'État : le coût strict de la mise en œuvre, peu significatif, celui dû à la fraude à la TVA qui fut massif, enfin le coût dû au mauvais calibrage de la Réserve Nouveaux entrants et qui sera essentiellement porté par le budget de 2013.

2 - Le coût peu significatif de la mise en œuvre

Le coût annuel du SCEQE pour l'État en crédits HT2 est de l'ordre de 600 k€ par an. Pour 2013, un montant de 619 606 € est ainsi inscrit au titre de la « Stratégie Carbone » dans le PAP 2013 de la mission « Écologie, développement et aménagement durables » (action 05 du programme 174 « Énergie, Climat et après-mines »).

Il comprend deux principaux postes :

- Une contribution aux frais de tenue du registre national des quotas par la Caisse des dépôts. Pour la France, le rôle d'administrateur national du registre est en effet tenu par la Caisse des dépôts pour un coût total d'environ 3 M€, financé aujourd'hui à 90% par les assujettis. Le déficit régulier du teneur de registre - en raison de la difficulté à adosser parfaitement les taxes perçues au titre de l'inscription au registre et les frais du service de la Caisse, dont l'assiette est fixée en décembre de l'année n-1 - se monte à environ 10% par an, soit 300k€.

- Des dépenses d'études et de travaux de recherche sur l'économie et/ou sur le droit du carbone pour un montant d'environ 300K€.

Il convient d'ajouter à ces dépenses les frais de personnels des autorités administratives en charge du SCEQE. Le nombre d'agents de l'État mobilisés pour assurer son fonctionnement au niveau français peut être environ estimé à :

- 7 ETP en administration centrale (4 agents à la DGEC, 3 agents à la DGAC ainsi que quelques pourcentages d'ETP répartis entre la direction du Budget et celle du Trésor) ;
- 4 ETP en DREAL (22 agents qui y consacrent chacun environ 20% de leur temps).

3 - Le coût massif de la fraude à la TVA

L'Europe a eu à subir en 2008-2009 une fraude à la TVA dont le préjudice pour l'ensemble des pays de l'Union a été évalué par Europol à 5 milliards d'euros, la Cour des Comptes ayant estimé la perte fiscale pour le budget de l'État français à 1,6 milliards d'euros[138].

4 - Le mauvais calibrage de la « Réserve Nouveaux Entrants »

Chaque Plan national prévoyait une réserve destinée aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroitre la capacité des sites existants.[139]

[138] Cf. Rapport annuel de la Cour des Comptes 2012 « La fraude à la TVA sur les quotas carbone » ; cf. également le rapport de l'Inspection Générale des Finances n°2011-M-051-02 « La sécurité des marchés carbone », Annexe IV.
[139] Cf. Supra.

La dotation de cette Réserve Nouveaux Entrants - 13,71 millions de tonnes de CO2 pour les années 2008-2012 - s'est révélée rapidement insuffisante et dès 2010, celle-ci était épuisée. L'État français a donc dû acheter des quotas afin de doter les installations concernées. Ces opérations d'achats ont été conduites sur le compte de commerce 913 « Gestion des actifs carbone de l'État ».

Comme le rappelle la note d'analyse de l'exécution budgétaire consacrée par la Cour au compte de commerce en question, « la date limite de restitution des quotas 2010 ayant été fixée au 30 avril 2011, une procédure d'appel d'offres avait été lancée afin d'être en mesure d'acquérir les quotas manquants avant cette date. Cependant, l'appel d'offres n'a pas pu être finalisé en 2011 et aucune opération d'achat n'a pu être réalisée en 2011. La procédure d'appel d'offres a été finalisée au mois de février 2012 ». À son issue, « la Deutsche Bank a été sélectionnée pour effectuer les achats en question qui ont pris la forme de <quatre> bons de commande »[140] :

- Le 1er bon de commande (15,6 M€ HT – 18,68 M€ TTC – au prix unitaire moyen de 9,19 €) correspondait à l'achat des quotas nécessaires (1,7 Mt) pour procéder avant fin février 2012 à l'allocation 2012 des installations existantes.
- Le 2ème bon de commande (84 M€ HT – 100,45M€ TTC - prix unitaire moyen de 7,06 €) a permis l'acquisition des quotas (11,9 Mt) à délivrer aux nouveaux entrants avant la date-butoir de mise en conformité réglementaire au titre de l'année 2011, i.e. avant fin avril 2012 .
- Le 3ème bon de commande a été émis le 8 août 2012 pour l'acquisition de 12,5 Mt au titre de l'allocation de quotas pour l'année 2012. La livraison a été effectuée le 21 décembre 2012 et le paiement interviendra le 16 janvier 2013 pour un montant de 99,1 M€ (prix unitaire de 7,93 €) - 118,54 M€ TTC. Il sera donc imputé en dépenses au titre de l'année 2013.
- Le 4ème bon de commande, d'un volume de 1,66 Mt, a servi à finaliser les opérations d'abondement de la réserve pour un montant de 8,4 M€ (prix unitaire de 5,06 €) - 9,75 M€ TTC. Comme pour le 3ème bon de commande, il sera imputé en dépenses au titre de l'année 2013.

Afin de financer l'achat de ces quotas, la loi de finances pour 2012 a prévu d'instaurer une taxe exceptionnelle, assise sur le chiffre d'affaires

[140] Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2012 consacrée au Compte de commerce « gestion des actifs carbone de l'État », p. 12&15.

des entreprises soumises au SCEQE (article 18 de la loi n°2011-1977 du 28 décembre 2011).[141]

Cette taxe faisait porter la charge de cet achat de quotas sur les installations déjà bénéficiaires de quotas. Le déficit de la Réserve Nouveaux entrants pouvant en effet s'apparenter à un excès de quotas distribués aux installations existantes, la taxe permettait en quelque sorte de rééquilibrer la distribution de quotas.

Comme le rappelle la note d'analyse précitée, pour des raisons d'équité, les entreprises ayant bénéficié de quotas d'une quantité inférieure à 60000 tonnes de CO2 sur l'ensemble de la période 2008-2012 ont été exonérées de cette contribution. Dans le projet de loi de finances, il a été retenu une fourchette de taux applicable comprise entre 0,08% et 0,12% du chiffre d'affaires, ramenée à 0,03-0,07% en raison de la chute des cours du quota.

Les encaissements constatés de cette taxe, dont le produit a été affecté non au Compte de commerce 913 mais à la liste des recettes fiscales sur la ligne budgétaire n°1799 intitulée « Autres taxes », s'élèvent à 111,9 M€, venant ainsi entièrement compenser la totalité de la dépense générée par les deux premiers bons de commande imputés en dépenses au titre de l'année 2012, soit 99,6 M€ HT[142] (15,6 M€ + 84 M€ HT).

En revanche, le coût des 3eme et 4eme bons de commande, destinés à couvrir les besoins de 2012 mais qui seront imputés en dépenses au titre de l'année 2013 pour un montant total de 107,5 M€ HT (99,1+8,4) restent à ce jour à la charge du budget de l'État, la taxe exceptionnelle instituée par l'article 18 de la loi de finances pour 2012 n'ayant pas été reconduite en 2013.

Par ailleurs, deux recettes exceptionnelles, affectées logiquement au compte de commerce « gestion des actifs carbone » se sont de fait retrouvées utilisées afin de compenser le déficit du compte, dû à l'achat des bons de commande. Il s'agit:

- Du produit de la vente, au cours de l'année 2012, de 5,15 millions d'Unités d'Absorption (Kyoto) pour un montant de recettes de 4,7 millions d'euros enregistrés sur le compte de commerce 913.

[141] Cette taxe visait à remplacer deux dispositifs destinés à pourvoir la RNE, mais invalidés par la Commission Européenne : la mise aux enchères d'une partie des quotas des électriciens, prévu dans la loi de finances rectificative pour 2008, retoqué par la Commission en raison de sa non-conformité au droit communautaire ; un dispositif de taxation sur les allocations de quotas, lui aussi rejeté pour non-conformité au PNAQ.

[142] Il a été décidé de retenir le montant hors taxe dans la mesure où celui-ci reflète plus exactement le coût net de la dépense pour l'État.

- Du produit des enchères anticipées de quotas européens en 2012, soit 44 millions d'euros.

Formellement, comme l'indique la Direction du Trésor, ces deux recettes viennent effectivement réduire le déficit du compte de commerce qui fait apparaitre un solde net négatif HT de 46,5 M€ (207,1 millions d'euros de dépenses d'achats de quotas – 160,6 M€ de recettes liées à la taxe RNE (111,9M€), aux enchères anticipées (44M€) et aux unités d'absorption (4,7 M€).

Toutefois, le coût total pour l'État, en l'absence de reconduction de la taxe RNE apparait bien supérieur. Il convient en effet de prendre en compte :

- Soit la perte sur l'enveloppe RNE générée par la non reconduction de la taxe exceptionnelle : 207,1M€ d'achats de quotas pour la RNE– 111,9M€ de recette au titre de la taxe, soit 95,2 M€.

- Soit, en considérant que les recettes enregistrées sur le compte de commerce viennent de fait réduire le déficit de l'enveloppe RNE, prendre en compte le manque à gagner pour l'État de cette utilisation pour la RNE des recettes exceptionnelles dues à la vente d'UA et au produit de la vente anticipée de quotas européens (EUA), ou : 207,1 M€ (achats de quotas pour la RNE)- [111,9 M€ (recettes au titre de la taxe RNA)+4,7 M€ (le produit de la vente des Unités d'absorption + 44 M€ (le produit des enchères anticipées) = 46,5 M€ auquel il faut ajouter le manque à gagner sur les recettes exceptionnelles (44M€ + 4,7M€), soit toujours 95,2 M€.

Au total, le coût pour l'État de l'abondement de la Réserve nouveaux entrants sur les années budgétaires 2012-2013 se monte donc à 95,2 M€ ou encore à 107,5 M€ sur le seul budget 2013.

Au-delà, cette gestion de la RNE pose plusieurs questions :

La décision de ne pas reconduire la taxe RNE apparait d'autant plus surprenante que le raisonnement qui avait présidé à son adoption en 2012 - un rééquilibrage dans l'attribution des quotas dont avaient bénéficié de fait les installations existantes et alors que le calibrage de la réserve avait été décidé en concertation avec les industriels[143] - restait tout aussi légitime en 2013. Certes, l'exposé des motifs figurant à l'article 5 du projet de loi de finances pour 2012 et intitulé « Mise en conformité communautaire du financement des attributions de quotas de CO2 pour

[143] Cf. Source MEDDTL, note du 20 avril 2007 intitulée « Plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre, PNAQ II – période 2008 à 2012, citée par le rapport IGF « La sécurité des marchés carbone », Annexe II, p.10.

les nouveaux entrants » précisait que « cet effort financier, estimé à 223 millions d'euros, est exceptionnel et limité à la durée du PNAQ 2008-2012. La taxe ne sera donc applicable que pour la seule année 2012. » Toutefois, outre le fait que le caractère exceptionnel d'une taxe sur une année donnée ne préjuge pas de sa possible reconduction ou de la mise en place d'une taxe équivalente lors de l'exercice suivant, c'est bien pour des raisons de conformité avec le PNAQ 2008-2012 que l'État a été contraint de procéder en 2012 à l'achat des quotas nécessaires dont le règlement n'a été effectué qu'en 2013.

Ce choix revient in fine à faire supporter par le budget général le coût des quotas attribués en surnombre aux installations pendant la période II du SCEQE.

Par ailleurs, comme l'a déjà fait remarqué la note d'analyse de l'exécution budgétaire 2012 consacrée au compte de commerce « gestion des actifs carbone », **le choix de ne pas avoir affecté le produit de la taxe RNE au compte de commerce**, alors que l'article 8 de la loi de finances 2008-1443 prévoyait que le compte de commerce pouvait faire l'objet de versements du budget général, **n'apparait pas optimal car il rend peu transparent le suivi des comptes de l'État sur la question de la gestion des actifs carbone**.

5 - L'impact pour les installations françaises

Il conviendrait en premier lieu de s'interroger sur le coût global pour l'économie de la mise en place du SCEQE. Il n'a cependant pas été possible de trouver de travaux portant spécifiquement sur la France.

Toutefois, plusieurs études ont tenté de modéliser pour l'Europe ce coût en prenant en compte de très nombreux paramètres, eux-mêmes modélisés, tels que le poids du système sur le ralentissement de la croissance du PIB et la valeur actualisée nette des investissements « non rentables », l'augmentation actualisée du bien être futur, les changements de taux de substitution entre facteurs de production intensifs en carbone et facteurs de production faibles en émissions de carbone, la capacité du SCEQE à remplacer des dispositifs de taxe environnementale moins efficaces etc. Cette évaluation se bornera à renvoyer à l'étude d'A.D. Ellerman, F. Convery, C. de Perthuis[144] qui, seule, propose une évaluation ex ante de l'impact du SCEQE en phase I : selon les auteurs, le coût du SCEQE compris comme l'effort de diminution des émissions s'élèverait pour la première phase à 0,9 milliards d'euros, soit moins de 0,01 % du

[144] A.D. Ellerman, F.J.Convery, C. de Perthuis : Le Prix du Carbone, Pearson, Paris, 2010.

PIB européen. Le reste des analyses répertoriées par l'étude de F. Venmans déjà citée ne propose qu'une évaluation ex ante de l'objectif du Paquet Energie Climat (3 fois 20) - ces estimations allant de 0,45 % à 3,3 % du PIB. [145]

6 - Un poids « financier » pour les entreprises françaises ?

a) Le coût « administratif » de la conformité

Hors transaction de quotas, le SCEQE a amené les entreprises à payer des coûts administratifs pour établir une déclaration d'émission de gaz à effet de serre, les coûts du vérificateur des déclarations d'émission, et les frais pour le registre où étaient consignés les quotas.

Pour les petites entreprises qui n'ont pas les ressources pour organiser une présence à la vente sur les marchés pour monétiser le surplus dont elles bénéficient en général, ou qui n'ont pas d'intérêt économique à organiser une telle présence, la mise en œuvre de la SCEQE représente des coûts relativement modestes mais non négligeables :

- En général l'établissement de la déclaration d'émission de gaz à effet de serre ne donne pas lieu à une augmentation de la masse salariale. Toutefois, le coût de l'application des textes en matière de surveillance et de vérification des émissions n'est pas négligeable pour les petites installations : pour le secteur de la chaux , il est de 4 à 10 hommes-jours par an, de 1 à 30 hommes jours par an pour le papier, et de 1 à 100 jours hommes par an pour le secteur des tuiles et briques, tous secteurs qui représentent les petites ou moyennes installations.[146] Une étude menée par Anders Sandhoff auprès de 114 installations suédoises fait état d'un investissement temps moyen de 27h/mois – soit, sur la base

[145] F. Venmans : « L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen », in : Courrier hebdomadaire du CRISP, N°2099-2100.2011, p.38 et renvoyant aux études de P. Capros et al : Model Based Analysis of the 2008 EU Policy package on climate change renewables, 2008 ; T. Manders, P. Veenendal : « Border Tax adjustments and the EU-ETS, CPE Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis n°171, 2008 ; C. Böhringer, T.H. Rutherford, R.S.J. Tol : « The EU 20/20/20 targets : An overview of the EMF 22 assessment », in : Energy Economics n° 31, 2009, p. 268-273.

[146] Un régime simplifié a été mise en place pour les installations émettant moins de 25 000 tonnes de CO2 en moyenne pendant la période d'échange précédente, pour la seconde période d'échange. Ce régime simplifié a été approfondi pour la troisième période d'échange. Il dispense pour ces installations les entreprises de recourir aux actes de surveillance des émissions les plus coûteux (analyses des combustibles en laboratoire par exemple).

du temps moyen travaillé en Suède (40h/semaine) un peu plus de 3 hommes jours/mois ;

- les coûts du vérificateur des déclarations d'émission sont en moyenne de 900 €[147] par an pour une installation de faible taille ;

- la redevance pour le registre est proportionnelle au volume de quota et était de 663 € par an par installation en moyenne en 2011[148].

On peut constater des effets de seuil au niveau des installations dont la puissance installée les soumet tout juste au système d'échange de quotas, ainsi, des installations qui du fait de l'addition des chaudières sur le site atteignent les 20MW. En 2010, la DGEC a ainsi dénombré 257 installations ayant atteint les seuils de capacité et qui, pourtant, émettent moins de 10 000 tonnes de CO_2 par an, soit un faible niveau d'émissions.

Afin de lutter contre ces effets de seuil, un régime simplifié a été mis en place pour les installations émettant moins de 25 000 tonnes de CO_2 en moyenne pendant la période d'échange précédente, pour la seconde période d'échanges. Ce régime simplifié a été approfondi pour la troisième période d'échange. Il dispense pour ces installations les entreprises de recourir aux actes de surveillance des émissions les plus coûteux (analyses des combustibles en laboratoire par exemple).

b) Le coût de la taxe exceptionnelle en 2012

Cette taxe perçue en 2012 afin de couvrir les dépenses engagées par l'État afin d'abonder la Réserve Nouveaux Entrants, épuisée dès 2010, s'est montée à 111,9 M€. Toutefois, comme il a été rappelé précédemment, cette taxe visait à compenser en quelque sorte l'excès de quotas distribués aux installations existantes. Ce « rééquilibrage » ne peut donc réellement être considéré comme un poids financier lié, même indirectement, au SCEQE. En outre, comme il a l'a également été précisé ci-avant, pour des raisons d'équité, les entreprises ayant bénéficié de quotas d'une quantité inférieure à 60000 tonnes de CO2 sur l'ensemble de la période 2008-2012 ont été exonérées de cette contribution.

[147] Source : étude d'impacts de l'ordonnance du 28 juin 2012, sur la base d'un questionnaire aux principaux vérificateurs en France.

[148] Source : étude d'impacts de l'ordonnance du 28 juin 2012, sur la base des informations de l'administrateur national du registre européen de quotas de gaz à effet de serre pour la France.

c) La question de la compétitivité

Il n'a pas été possible de trouver d'études précises permettant de mesurer avec précision le poids financier global qu'aurait représenté entre 2008 et 2012 l'achat de quotas, pour conformité, pour les entreprises françaises soumises au SCEQE. Deux éléments permettent toutefois d'éclairer le débat : lors de la phase II, la France a fait le choix d'attribuer gratuitement la totalité des quotas à ses installations, seuls quelques États membres de l'Union ayant fait le choix de recourir à quelques enchères anticipées (essentiellement l'Allemagne et le Royaume Uni). Cette gratuité –qui plus est étendue à l'ensemble des « nouveaux entrants » a donc considérablement allégé le poids financier du «prix du carbone » pour les entreprises soumises au SCEQE sur le territoire national.

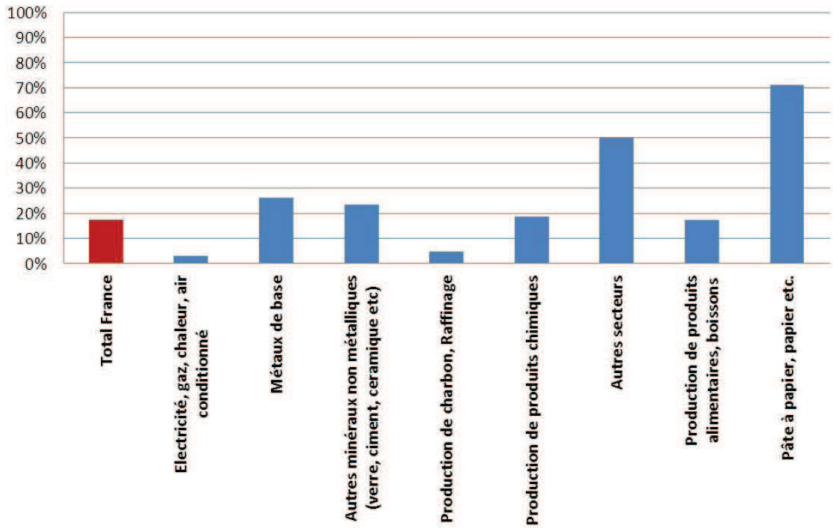


Figure 61. Comparaison des allocations attribuées aux installations françaises sur 2008-2011 au regard des émissions constatées sur la même période (exprimé en %). Source : CDC Climat Recherche.

Par ailleurs, des études partielles, réalisées en 2013 sur la période 2008-2011 montrent clairement que les installations françaises sont majoritairement longues. L'année 2012 n'ayant montré aucune amélioration de la conjoncture mais plutôt une nouvelle détérioration de la production manufacturière, il est permis d'avancer que le besoin en quota constaté sur les trois premières années de la deuxième période du SCEQE n'a pas évolué en 2012.

Enfin, le prix des quotas des années 2011-2012 s'étant régulièrement dégradé, ce facteur est venu à son tour « minorer » l'impact financier du coût du carbone pour les entreprises.

Pour autant, l'impact financier n'a pas toujours été négligeable et il est probable que nombre de petites installations ont dû parfois subir un coût substantiel au titre de leur conformité.

Ces observations demeurent toutefois difficilement généralisables en l'absence d'étude systématique.

La phase II du SCEQE a-t-elle, même indirectement, permis à certaines installations/groupes de parfois réaliser des profits financiers ?

La question des profits exceptionnels : ces « windfall profits » générés par un impact du carbone sur le prix de l'électricité et perçus par les électriciens qui, dans un même temps recevaient des quotas gratuits paraissent probables en Europe lors de la première période du SCEQE[149]. De tels constats semblent plus aléatoires au cours de la deuxième période, dans la mesure où plusieurs études scientifiques portant sur les prix de l'électricité[150] ne font pas apparaitre de corrélation positive de façon nette à partir de 2008. S'il n'existe aucune étude spécifique pour la France, le cas des électriciens français dont la production est à plus de 85 % décarbonée du fait du nucléaire et des énergies renouvelables rend la perspective de tels profits peu probables.

L'utilisation du *spread* existant entre les prix des quotas européens et les crédits Kyoto : la courbe des prix du quota et celle des crédits issus des mécanismes de projet (ERU et URCE) fait apparaître un écart (*spread*) entre les deux sous-jacents. Cet écart s'explique notamment par l'incertitude qui caractérise la réalisation d'un crédit carbone (capacité du projet à délivrer les crédits en temps et en heure) et qui est intégré par le marché. Le quota et le crédit carbone ayant la même valeur carbone (une tonne), de nombreux assujettis – le plus souvent de taille suffisante et/ou disposant d'une connaissance suffisante des mécanismes de marché – ont ainsi pu faire l'échange (switch) en vendant des quotas (attribués gratuitement) sur le marché pour racheter dans le même temps une quantité équivalente de crédits Kyoto : cette opération permettait ainsi de reconstituer le stock de quotas destinés à la compensation tout en encaissant au passage la différence de prix, soit une moyenne de 3 à 4 euros par tonne. Ce mécanisme est toutefois limité dans

[149] Une étude la CREG – l'équivalent de la CRE belge - fait état de bénéfices exceptionnels estimés à 1,6 Ma€ pour Electrabel.

[150] Cf. par exemple, l'étude de la Chaire Economie du Climat, in : http://www.chaireeconomieduclimat.org/wp-content/uploads/2011/10/11-07-12-Cahier-R-2011-8-Solier-and-Jouvet-Pass-through-2.pdf

la mesure où les installations ne pouvaient, en France, utiliser au titre de leur compensation qu'un maximum de 13,5% de crédits Kyoto sur la période de référence.

La question de la revente de quotas excédentaires due à réduction de la production - que cette production soit involontaire (crise, perte de marchés) ou volontaire : dans sa phase II, le SCEQE n'avait en effet prévu aucun mécanisme d'ajustement en cas de baisse des émissions, les quotas étant alloués pour l'ensemble de la période. Seul l'arrêt total et définitif de l'activité se traduisait par la suppression de l'attribution des quotas.

B - Une efficacité difficile à établir

Il convient au préalable de rappeler qu'un système d'échange de quotas ne garantit en aucun cas *ex ante* un niveau de réduction d'émission donné, mais uniquement le plafond d'émissions qu'il s'est au préalable fixé. [151]

Les émissions de gaz à effet de serre des secteurs soumis à ETS ont significativement baissé au cours des deux premières périodes comme l'indique le tableau des émissions ETS vérifiées au cours de la période 2008-2012 pour l'Europe et pour la France ci-dessous:

Mt eq CO2		Combust.	Raffin.	Coke	Metal	Fer/acier	Ciment	Verre	Ceramique	Papier
2005	France	61	18	0	0	27	17	4	1	4
	EU-27	1459	151	19	13	129	177	20	15	30
2006	France	55	19	0	0	28	18	4	1	3
	EU-27	1470	150	21	14	133	182	20	15	30
2007	France	56	19	0	0	27	18	4	1	3
	EU-27	1543	154	22	25	13	201	21	15	30
2008	France	56	20	0	0	24	17	3	1	3
	EU-27	1495	154	21	18	133	189	23	14	32
2009	France	55	18	0	0	17	14	3	1	2
	EU-27	1365	145	16	11	95	152	19	9	28
0 1	France	56	17	0	0	21	15	3	1	2

[151] Cf. A.D.Ellerman, F.Convery, C. de Perthuis : *Le prix du carbone*, op. cit., p. 142

	EU-27	1398	142	20	13	114	153	20	9	30
2011	France	48	16	0	0	20	15	3	1	2
	EU-27	1364	140	20	13	113	151	21	9	29
2012	France	50	13	0	0	20	14	3	1	2
	EU-27	1356	134	17	12	112	140	20	8	28

*Figure 62. Evolution des émissions constatées en Europe et en France des principaux secteurs soumis au SCEQE (*http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer*)*

Il serait cependant hasardeux d'attribuer au seul SCEQE la cause principale de cette baisse et, de là, de conclure à son efficacité. Plusieurs facteurs dont il est extrêmement difficile, en l'absence d'étude fiable, de mesurer l'importance respective, peuvent expliquer cette diminution :

- La crise économique à partir de 2008 dont l'impact est significatif sur les secteurs industriels soumis au SCEQE (cf. ci-dessous le tableau de la production industrielle des secteurs soumis au SCEQE en France et en Europe).
- L'effet du renforcement des normes environnementales pour la plupart antérieures à la mise en place du SCEQE.
- L'augmentation concomitante de la proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique utilisé par les secteurs soumis au SCEQE.
- Enfin la désindustrialisation dont l'effet collatéral a pu être « d'exporter » une partie des émissions françaises : le CGDD tend ainsi à montrer qu'entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone globale de la France[152] par habitant a augmenté de 5 %, alors que le niveau moyen par personne des émissions sur le territoire diminuait de 15 %. Au cours de cette période, les émissions associées aux importations se sont accrues de 64 % pour atteindre près de la moitié de l'empreinte carbone de la consommation en France en 2007.[153]

[152] L'empreinte carbone représente la quantité de gaz à effet de serre (GES) émise pour satisfaire la consommation française, y compris les émissions liées aux importations.

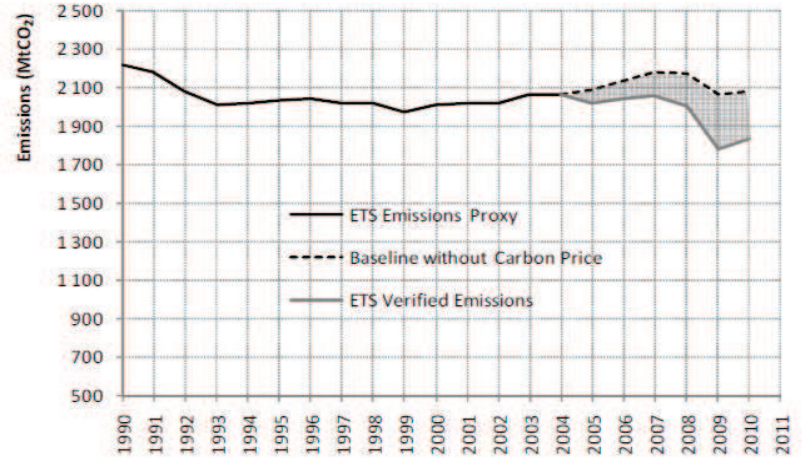
[153] Commissariat général au Développement durable : Observations statistiques n° 114, mars 2012.

GEO	NACE_R2/TIME	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
UE 27	Industries extractives; industrie manufacturière; production et distribution d'électricité, de gaz,	101,37	102,83	107,02	110,91	108,96	93,70	100,01	103,06	100,95
UE 27	Industrie du papier et du carton	100,17	100,06	103,94	106,65	103,29	94,22	100,01	98,92	97,37
UE 27	Cokéfaction et raffinage	109,79	110,57	109,75	109,98	111,07	102,14	100,08	98,36	96,47
UE 27	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	121,88	122,59	127,88	130,33	121,68	98,14	100,03	103,25	94,62
UE 27	Fabrication de produits réfractaires	112,41	111,26	114,38	124,00	119,42	85,87	100,00	105,82	95,92
UE 27	Fabrication de ciment, chaux et plâtre	135,37	137,94	144,04	143,16	128,50	105,23	100,08	94,02	82,25
UE 27	Sidérurgie	112,18	110,32	118,99	119,71	113,32	81,59	100,00	101,41	95,45
UE 27	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	98,56	100,49	101,36	100,69	100,58	96,05	99,98	95,83	96,12
France	Industries extractives; industrie manufacturière; production et distribution d'électricité, de gaz,	112,19	112,46	113,70	114,90	111,04	95,22	99,81	101,90	99,40
France	Industrie du papier et du carton	114,65	114,54	113,56	113,37	106,93	97,42	99,73	95,66	90,89
France	Cokéfaction et raffinage	132,09	130,47	126,94	126,54	128,28	110,88	100,12	100,62	86,86
France	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	117,22	117,19	120,88	124,20	117,77	96,31	99,87	109,06	94,34
France	Fabrication de produits réfractaires	119,93	116,78	125,57	140,69	123,21	92,37	99,61	108,26	97,22
France	Fabrication de ciment, chaux et plâtre	112,96	115,61	124,23	123,47	119,38	102,50	100,21	107,57	99,47
France	Sidérurgie	122,32	116,80	121,59	120,62	112,28	83,73	99,92	99,98	93,58
France	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	95,67	96,36	95,88	95,07	97,11	93,66	99,92	93,92	95,16

Figure 63. Production dans l'industrie : données annuelles (2010=100). Source :

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/short_term_business_statistics

Des analyses menées par la Chaire du climat en 2011 tendent néanmoins à mettre en évidence une réelle efficacité du système européen : les émissions vérifiées entre 2005 et 2011 seraient en effet inférieures au niveau auquel aurait dû conduire un scénario « business as usual » reconstitué et tenant compte de l'élasticité au PIB des émissions constatées entre 1990 et 2005, témoignant a priori du rôle joué par le SCEQE.



Source: Climate Economics Chair, from UNFCCC, CITL and Eurostat

Figure 64. Modélisation des émissions des installations soumises au SCEQE, réelles et reconstituées au regard de ce qu'elles auraient représenté sans prix du carbone. Proxy : émissions du périmètre du SCEQE reconstitué à partir des inventaires CNUCC. Pointillé : reconstitution des émissions sans mise en œuvre de l'ETS, calculée à partir du PIB x facteur d'élasticité constatée entre 1990 et 2005 sur la base du principe selon lequel une variation du PIB entraine une variation identique des émissions.

III - Les débuts de la phase III

Proposer une évaluation de la mise en œuvre de la phase III alors que celle-ci vient à peine de démarrer est, à l'évidence, prématuré. Toutefois, plusieurs observations peuvent être faites à ce stade.

A - Les conséquences du surplus de quotas

La grande liberté laissée aux États dans le calcul des allocations en première période a conduit à une surestimation des quotas alloués aux différents États membres. Cette surallocation, une fois constatée et intégrée par le marché, a conduit à l'effondrement du prix du carbone en 2007, les quotas de la phase I n'étant pas transférables en deuxième période. De nombreuses études[154] estiment que l'attribution des allocations de la phase II et le plafond finalement approuvé par la Commission n'indique pas de surestimation manifeste (cf. ci-dessous).

Période	Auteurs	Méthodologie		Surallocation UE
2005-2007	B. Anderson et C. Di Maria (2010)	Allocation au-dessus des émissions de référence (par pays et par an)		6 % des allocations totales
	A. D. Ellerman et B. K. Buchner (2008)	Pays ayant Net long ratio>60 %		6 % des allocations totales
	S. Clo (2009 ; 2010)	Réduction des émissions du secteur SCEQE moins que proportionnelle pour atteindre l'objectif Kyoto	Référence : émissions estimées 2002	2,4 %
			Référence : émissions vérifiées 2005	7,1 %
2008-2012	S. Clo (2009 ; 2010)	Idem	Idem	Non
			Idem	Non
	J. Schleich *et al.* (2009)	Allocation au-dessus des émissions de référence		Non (allocation 15,7 % en dessous des émissions de référence)

Figure 65. Tableau résumant les différentes estimations de surallocations de quotas pour les phases I et II. Source : F. Venmans, L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen.

Au-delà, les deux principaux défauts structurels du système résident dans le fait que l'architecture du SCEQE a été construite avant toutes choses basée sur des hypothèses de croissance pérenne de l'activité et n'avait par conséquent prévu aucun mécanisme d'ajustement en cas de baisse de la production. L'arrivée de la crise à partir de 2008 et la

[154] B. Anderson, C. Di Maria : « Abatement and allocation in the pilot phase of the EU ETS », in : Environmental and Resource Economics, 2010; A.D. Ellerman, B.K. Buchner : "Over allocation or abatement ? A preliminary analysis of the EU ETS based on the 2005-2006 emissions data", in : Environmental and Resource Economics n°41, 2008; S. Clo : "The effectiveness of the EU emissions trading scheme", in : Climate Policy, n°9, 2009; J. SChleich et al. : "Incentives for energy efficiency in the EU emissions trading scheme", Energy efficiency, n°2, 2009; sources citées par F. Venmans, *L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen*, op. cit. , p. 19.

réduction des émissions qui s'en est suivie, mais aussi l'acceptation, à partir de 2008 sur le marché européen des crédits Kyoto issus des mécanismes de projets ont conduit à un surplus de quotas en fin de deuxième période. Cette surabondance a été estimée par la Commission dans son Rapport au parlement européen et au Conseil de novembre 2012 à près d'un milliard de quotas[155].

(en Mt)	2008	2009	2010	2011	Total
Offre: quotas délivrés et crédits internationaux utilisés	2 076	2 105	2 204	2 336	8 720
Demande: émissions déclarées	2 100	1 860	1 919	1 886	7 765
Excédent cumulé de quotas	- 24	244	285	450	955

Source: Journal des transactions communautaire indépendant (CITL), données relatives à la mise en conformité pour 2011, publiées le 2 mai 2012, Commission européenne

Figure 66. Bilan de l'offre-demande de quotas pour la période 2008-2011

À cet excédent structurel qui s'étend à la phase III, les quotas de phase II étant intégralement transférables en troisième période, ce sont ajoutés trois éléments conjoncturels qui ont contribué à momentanément augmenter de 500 Mt l'offre de quotas existante : la vente anticipée en 2012 de quotas de phase III destinés à financer la réserve NER300 ; celle de quotas destinés à satisfaire la demande de couverture des risques dans le secteur de l'électricité ; celle enfin de quotas inutilisés dans les réserves nationales pour les nouveaux entrants au cours de la phase 2. Selon la Commission, le SCEQE pourrait enregistrer un «excédent structurel de près de 2 Md de quotas pendant la plus grande partie de la phase 3[156] ».

Dans une analyse d'avril 2013, la CDC Climat recherche confirmait cette approche et estimait pour sa part l'excédent de quotas pour la période 2012-2020 à 1537 Mt.[157]

L'excédent entre allocations et émissions vérifiées se monterait sur la phase II pour la France à 56 Millions de tonnes, ce chiffre étant plus que doublé par l'utilisation des crédits Kyoto à hauteur de 75 millions de tonnes sur la période (cf. tableau suivant).

[155] Rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil : État des lieux des marchés du carbone en 2012, 14.11.2012, cf. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_fr.pdf

[156] Rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil, op. cit., p.6.

[157] N. Berghmans, in : *Club Tendance Carbone*, CDC Climat Recherche, 11 avril 2013

	2008	2009	2010	2011	2012	2008-2012
Emissions vérifiées (ktCO2)	124130	111093	115665	105413	103503	559803
Allocations de quotas (ktCO2)	129568	128566	138644	139473	139527	675778
Différence	5438	-17473	-22979	-34060	-36024	-115975
CER restitués (ktCO2)						565890
ERU restitués (ktCO2)						19008

Figure 67. Comparaison des émissions et des allocations pour la France.Source :http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer. Retraitement Cour des comptes

B - La phase III devrait pallier certains dysfonctionnements de la phase II

1 - La fin des surplus de quotas ?

La fixation d'un plafond désormais européen devrait améliorer à la fois la prévisibilité du système et la stabilité réglementaire. Par ailleurs, le nouveau mode d'attribution des quotas gratuits, malgré sa complexité, devrait également permettre d'éviter la surestimation à laquelle s'étaient livrés certains États membres et, par conséquent, diminuer la concurrence sous-jacente entre États.

Ces remarques peuvent également être faites pour la future « Réserve nouveaux Entrants » : désormais européanisée et plafonnée, cette réserve verra ses besoins couverts par un montant « réservé », correspondant à 5% du total des quotas gratuits alloués par la Commission en phase III.

L'avènement d'enchères et le nouveau mode de calcul des quotas gratuits ne garantissent en revanche nullement d'éviter un risque d'accentuation du phénomène du surplus de quotas : en effet, aucun mécanisme d'ajustement de grande ampleur en cas de ralentissement d'activité n'a, à ce jour, été prévu et toute aggravation de la crise ne pourrait qu'accentuer le trop plein de quotas constaté aujourd'hui[158].

[158] Certes, un mécanisme, prévu à l'art. 23 de la décision 2011/278 permet de limiter en phase III l'allocation gratuite en cas de réduction d'activité d'une installation.

2 - La sécurité du SCEQE[159]

Dans son rapport sur la sécurité du marché du carbone, l'Inspection Générale des Finances avait analysé cinq grands risques :

- Les risques portant sur la vérification des émissions
- Les risques liés à la conservation sur les registres nationaux et sur le futur registre européen
- Les risques de fraude et ceux liés à l'honorabilité des acteurs
- Les risques liés à la nature juridique des quotas de CO2
- Les risques portant sur la sécurité des transactions

Si l'objet du présent rapport ne permet pas une analyse exhaustive de l'état de ces différents risques, près de deux ans après le rapport précité, il a néanmoins paru utile de procéder à un rapide état des lieux. Par ailleurs, étant donné l'impact non significatif de la nature juridique des quotas sur la sécurité du système, il a été décidé de ne pas aborder cet aspect à l'occasion de cette évaluation.

La vérification des émissions :

La plupart des recommandations de l'IGF ont été inégalement prises en compte.

Concernant tout d'abord la participation de la DREAL au contrôle de second niveau des déclarations d'émissions de GES, aux côtés des inspecteurs des installations classées : si dans la majorité des cas, d'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les « fonctionnels air »160 participent déjà au contrôle des déclarations d'émission à côté des inspecteurs des installations classées. Aucune instruction formelle ne semble en revanche avoir encore été donnée en ce sens aux DREAL.

S'agissant de la recommandation visant à donner une liste des points à faire contrôler, cette liste devrait être adressée aux DREAL pour effectuer le contrôle des déclarations d'émission d'ici la fin de l'année 2013, lorsque la Commission européenne aura publié son propre guide pour le contrôle des déclarations.

Toutefois, les volumes non alloués sont en principe remis aux enchères, pouvant ainsi à nouveau venir alimenter l'éventuel surplus.

[159] Pour des raisons de sécurité et en raison du caractère public de cette évaluation les informations ci-dessous.

[160] Soit la personne qui coordonne au niveau régional les questions de quotas CO2 et d'environnement.

En ce qui concerne le rapport du vérificateur, dont l'IGF estimait qu'il devait être enrichi d'informations sur la liste des données consultées et le détail des quantités de combustibles consommées, la DGEC estime qu'il est difficile de modifier le contenu de l'avis du vérificateur indépendant : d'après elle en effet, le contenu de l'avis du vérificateur est prévu par le règlement 600/2012 du 21 juin 2012 et il serait délicat pour la France de prévoir des dispositions différentes de celles du règlement.

Concernant, enfin, l'instauration d'un contrôle de troisième niveau s'exerçant a posteriori sur les déclarations d'émission, cette mesure n'a pas encore été mise en œuvre, apparemment pour des raisons de temps et d'effectif disponible dans les DREAL : ces dernières ont été, d'après la DGEC, fortement mobilisées depuis deux ans par la préparation de l'allocation des quotas gratuits pour la troisième période d'échanges et pour l'approbation des plans de surveillance. Une réflexion serait en cours sur la possibilité de mettre en œuvre ce contrôle.

La DGEC précise enfin que l'élaboration des plans de surveillance a fait l'objet de plusieurs sessions de formation / information, source de longs échanges avec les industriels.

La fraude :

La fraude à la TVA, qui n'est pas spécifique au marché du carbone, ne peut plus avoir lieu en France depuis la transposition dans la loi de finances rectificative N°2010-1568 du 29 décembre 2010 de la directive européenne 2010/23/UE du 16 mars 2010 permettant la mise en œuvre d'un mécanisme d'auto-liquidation de la TVA pour les transactions de quotas d'émission[161]. La TVA afférente est acquittée par l'acheteur et non plus le vendeur. Cette fraude demeure néanmoins toujours possible dans les États qui n'ont pas opté pour ce nouveau régime de TVA.

L'honorabilité des acteurs :

Plusieurs mesures ont été mises en place qui devraient permettre un contrôle plus efficace de son accès :

Le règlement européen des registres N°1193/2011 du 18 novembre 2011 (dorénavant remplacé par le règlement 389/2013 du 2 mai 2013) a introduit de nouvelles dispositions renforçant le contrôle d'honorabilité des participants, assujettis ou non (procédure de KYC : « know your customer ») et ouvrant la possibilité de refuser l'ouverture d'un compte, y compris d'un assujetti. Pour ouvrir un compte de détention ou d'échange,

[161] Ce texte a été modifié en juillet 2013 par la directive 2013/43/UE qui permet de prolonger cette mesure jusqu'au 31/12/2018 au lieu du 31/12/2015.

le demandeur (assujetti ou non) doit remplir un questionnaire d'entrée en relations puis fournir plusieurs documents (pièces d'identité, attestation de résidence, casier judiciaire, détails bancaires…) sur la base desquels l'administrateur national pourra éventuellement refuser l'ouverture d'un compte s'il a des doutes sérieux que le compte puisse être utilisé à des fins frauduleuses . Les États membres sont toutefois laissés libres d'aller au-delà et de renforcer les contrôles. La Caisse des dépôts et consignations qui assure, pour le compte de l'État, l'administration du registre national, applique ainsi ses propres processus en matière de recherche de bénéficiaires effectifs ou pour identifier les demandes à risque. Ces contrôles ont donné lieu à plusieurs refus d'ouverture de comptes y compris pour des assujettis (deux cas récents concernant des exploitants d'aéronefs).

Les risques de blanchiment, notamment dans le domaine opaque des détenteurs d'aéronefs, dont un grand nombre est ainsi domicilié dans les paradis fiscaux sont en revanche toujours à craindre, l'identification du client final se révélant ici extrêmement complexe. Toutefois, la proposition de la Commission de réviser la directive SCEQE aviation et d'exclure à cette occasion les petits exploitants du système pourrait permettre de limiter les risques de blanchiment associés aux opérateurs aériens.

Concernant les risques liés à la conservation des quotas sur le registre et aux transactions :

En 2012 le registre de l'Union a remplacé le système des registres nationaux. Les comptes détenus auprès des registres nationaux ont ainsi été transférés (« migrés ») vers un registre unique, géré par la Commission européenne, dont les standards de sécurité ont souvent repris des pratiques existantes mises en place par certains registres nationaux comme, par exemple, l'envoi de mots de passe par un canal non informatique (envoi par sms sur le téléphone portable de la personne autorisée).

Afin de limiter les risques de transactions frauduleuses, plusieurs mesures ont été mises en œuvre par la Commission européenne telles que l'obligation d'une double authentification (« out-of-band confirmation »), l'obligation de double validation lors d'un ordre de transfert ou encore l'instauration d'un délai entre l'ordre de virement des quotas et leur livraison.

Par ailleurs des contraintes spécifiques s'appliquent sur les comptes de détention (« holding accounts »)[162] ou les comptes d'échange (« trading accounts »)[163].

Toutefois, les délais dans lesquels s'est opérée l'ouverture du registre européen et, par conséquent la migration des comptes des assujettis n'ont pas toujours permis des tests suffisants sur le nouveau système. Par ailleurs, l'outil mis en place par la Commission ne bénéficie pas encore d'un suivi optimisé des transactions qui, par le croisement de données, devrait plus facilement permettre aux services compétents – et à la manière de ce qui était pratiqué au niveau du registre français – de détecter toute incohérence dans la transaction qui a été passée. Si elle est adoptée, l'actuelle proposition du gouvernement belge de mettre librement à disposition des administrateurs de registre l'outil de suivi qu'il a développé et qui semble remporter les suffrages de différentes autorités nationales pourrait contribuer, à terme à améliorer le dispositif de contrôle des transactions.

La Commission travaille par ailleurs au renforcement régulier de ces mesures de sécurité. Un nouveau plan de sécurisation informatique qui devrait être effectif en 2014, permettra notamment de renforcer la protection des accès au système.

B. La délicate question de la compétitivité

La question de l'impact du prix du carbone sur la compétitivité des entreprises avait largement présidé à la mise en place du SCEQE. Un coût trop élevé pour les installations assujetties risquait en effet d'avantager la concurrence extra européenne sur les produits concernés, d'inciter à la délocalisation de certaines activités et de favoriser en conséquence les « fuites » carbone, enfin, de diminuer indirectement l'efficacité de la lutte contre le changement climatique en relocalisant des productions au sein de pays moins soucieux de réglementations climatiques.

---

[162] Ces comptes désignent tous les comptes existants de personnes, assujettis et États. Les titulaires de ces comptes ne peuvent réaliser des transactions que vers une liste de comptes de confiance (« trusted account list »), dont tous les autres comptes dont ils sont également titulaires. Cette disposition permet d'éviter des vols à partir de la plus grande partie des comptes, notamment ceux des États et des assujettis. Ce type de compte est adapté aux besoins des entreprises assujetties.

[163] Ces comptes désignent les seuls comptes à partir desquels des transferts de quotas sont possibles vers des comptes qui ne figurent pas sur une liste de comptes certifiés. En outre, les titulaires de compte peuvent décider d'introduire des limites au volume de transactions. Cette catégorie de comptes est adaptée aux entités régulées au titre de la directive concernant les marchés d'instruments financiers (MIF), les chambres de compensation et les entreprises assujetties disposant d'une entité de trading.

Cette prise en compte avait ainsi débouché sur une allocation presque intégralement gratuite des quotas en période I et II.

La mise en place de la phase III et la réduction du plafond autorisé pour les émissions du SCEQE entre 2013 et 2020 avaient suscité de nouvelles craintes au sein du monde industriel. Deux principaux dispositifs doivent, pour cette troisième période, permettre de réduire les risques de perte de compétitivité qui pourraient résulter des nouvelles exigences européennes :

1. la possibilité, pour les installations des secteurs ou des sous-secteurs « exposés à un risque important de fuite de carbone » de recevoir jusqu'en 2020 jusqu'à 100% de quotas gratuits (directive 2009/29/CE art.10 bis (12)). Deux cas de figures sont envisagés par la directive pour caractériser un secteur ou sous-secteur comme « exposé à un risque important de fuite carbone » [164] :
   - Premier cas : « la somme des coûts supplémentaires directs et indirects induits par la mise en œuvre de la présente directive entraîne une augmentation significative des coûts de production, calculée en proportion de la valeur ajoutée brute, d'au moins 5%; **et** l'intensité des échanges avec des pays tiers, définie comme le rapport entre la valeur totale des exportations vers les pays tiers plus la valeur des importations en provenance de pays tiers et la taille totale du marché pour la Communauté (chiffre d'affaires annuel plus total des importations en provenance de pays tiers), est supérieure à 10% ».
   - Second cas : « la somme des coûts supplémentaires directs et indirects induits par la mise en oeuvre de la présente directive entraînerait une augmentation particulièrement forte des coûts de production, calculée en proportion de la valeur ajoutée brute, d'au moins 30 %; **ou** l'intensité des échanges avec des pays tiers, définie comme le rapport entre la valeur totale des exportations vers les pays tiers plus la valeur des importations en provenance de pays tiers et la taille totale du marché pour la Communauté (chiffre d'affaires annuel plus total des importations en provenance de pays tiers), est supérieure à 30 %. »

2. la possibilité, pour les États membres d'aider financièrement certains secteurs à forte intensité en énergie (directive

[164] Cf. directive 2003/87 « quotas » modifiée par la directive 2009/29/CE, article 10 bis (15-16)).

2009/29/CE art.10 bis (6)) : la directive 2009/29 (art. 10 ter) dispose en effet que les États membres peuvent allouer des aides à des secteurs électro-intensifs pour compenser les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité. Les lignes directrices encadrant l'allocation de ces aides ont été publiées en mai 2012 par la Commission européenne.

Il est aujourd'hui prématuré de proposer une évaluation de l'efficacité de ces dispositifs. Par ailleurs la rareté d'études de fond ex post sur l'ensemble des secteurs que ce soit en Europe[165], ou, a fortiori, en France rend difficile l'expression de conclusions définitives. La présente évaluation se bornera donc a plusieurs constats.

Le mécanisme de soutien aux entreprises soumises à d'éventuelles fuites de carbone a considérablement réduit la baisse des allocations gratuites que pouvaient impliquer les nouvelles règles de calcul de la troisième période. Ainsi l'examen par les équipes de CDC Climat Recherche et de la Chaire Economie du climat de 4000 installations en Europe ont montré que, par rapport à la phase II, la baisse moyenne globale des allocations gratuites (hors secteur électrique) était de 20,6% en moyenne sur la phase III. Dans les secteurs tels que le raffinage, le verre, la céramique, le ciment, le papier et le fer/acier, cette diminution serait comprise entre 14 et 25-26 %.[166]

Cette réduction, qui reste significative au regard des périodes précédentes, ne devrait pas, selon cette étude, impacter significativement les entreprises concernées. En effet, la baisse des allocations gratuites devrait elle-même pour une très large part être compensée par l'excédent de quotas reçus et le plus souvent conservés au cours de la phase II. « Le secteur du fer et de l'acier serait en déficit de quotas de seulement 1%, les cokeries, de 5%, la céramique et la brique, de 6 %, la chaux de 6 %, le ciment, de 8%, le verre de 8 % et le papier de 15 %. Le raffinage du pétrole subirait un déficit de 20 % (mais) en grande partie à cause de ses

[165] On notera toutefois l'étude publiée en septembre 2013 par la Commission sur les fuites de carbone en phase II pour les principaux secteurs énergo intensifs intitulée « Carbon leakage Evidence Project » (in : http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/cl_evidence_factsheets_en.pdf) qui semble conclure globalement à une absence de preuves tangibles d'impacts majeurs sur les secteurs concernés en raison du prix du CO2 pour la phase II.

[166] S. Lecourt, C. Pallière, O. Sartor : « Free allocations in EU ETS Phase 3 : The impact of emissions-performance benchmarking for carbon-intensive industry", CDC Climat Research, Working Paper n°2013-14.

activité de production électrique pour sa propre consommation, qui ne reçoivent pas de quotas gratuits. »[167]

La question du prix du carbone et de son impact sur la compétitivité demeure néanmoins posée à moyen terme, notamment dans la perspective d'une réforme du système d'échange de quotas. Il serait ainsi utile de pouvoir disposer de davantage d'analyses sur la sensibilité des différents secteurs à différents prix du carbone et ainsi, de mieux apprécier le risque encouru par ces activités au regard de la concurrence régionale ou internationale, l'essentiel des études existantes restant le plus souvent des études réalisées ex ante[168]. À titre d'exemple, une étude du *Boston Consulting Group* conduite en 2008 à la demande de la Fédération européenne du ciment (Cembureau)[169] proposait une carte mesurant l'impact de la concurrence méditerranéenne sur l'activité cimentière des différents pays européens en fonction des lieux de production : sans surprise, les zones de production côtières – et donc plus sensibles à la concurrence du ciment importé par voie maritime – apparaissent les plus menacées.

De telles études mériteraient d'être aujourd'hui complétées par d'autres afin de pouvoir préparer au mieux les conditions de la réforme à venir du système européen. Elles s'avèrent d'autant plus nécessaires que les rares estimations réalisées ex post sur les sept premières années du système d'échange de quotas semblent davantage conclure à un impact du prix de l'électricité sur l'activité– dont la hausse est loin d'être due au seul prix du carbone – particulièrement dans les secteurs énergo-intensifs comme, par exemple, l'aluminium.[170]

Cette situation explique largement la disposition de la directive sur les aides d'État aux secteurs fortement dépendant du prix de l'électricité. Toutefois, ces mesures introduisent sous forme détournée une nouvelle dose de concurrence entre les pays européens, ces derniers connaissant des situations financières extrêmement hétérogènes. Si certains États peuvent ne pas souhaiter dispenser ces aides, d'autres pourraient en effet vouloir y recourir sans toutefois le pouvoir, en raison d'une situation budgétaire dégradée. Certains pays, dont l'Allemagne, ont

[167] O. Sartor, in : *Tendances carbone. Bulletin mensuel du marché du carbone*, CDC Climat, n° 179, avril 2013.
[168] Cf. par exemple les analyses sur l'ensemble des secteurs du SCEQE par A.D. Ellerman, F. Convery et C. de Perthuis, in : Le Prix du Carbone, chap. 6, p. 175-214
[169] BCG : Assessment of the impact of the 2013-2012 ETS proposal on the European cement industry, Nov. 2008.
[170] O. Sartor : « Carbon Leakage in the Primary Aluminium Sector : What evidence after 6,5 years of the EU ETS ?", CDC Climat Research, Working Paper n° 2°12-12.

en revanche déjà prévu d'allouer des aides maximales. En France, la loi de finances pour 2013 ne prévoit pas d'accorder de telles aides.

Enfin, si le dispositif prévu par l'article 10 bis (15) de la directive 2009/29/CE sur les secteurs exposés à un risque de fuite carbone répond de facto à une réelle préoccupation des entreprises, celui-ci aurait pu offrir aux secteurs concernés une visibilité plus grande : en effet, l'article 10 bis (13) rappelle que la liste des secteurs et sous-secteurs visés est déterminée « au plus tard le 31 décembre 2009 et tous les cinq ans par la suite ». une nouvelle révision de la liste des activités considérés comme étant exposées au risque de concurrence est déjà prévue en 2014 alors que phase III démarrait au 1er janvier 2013.

C - La question du financement de l'agence nationale de l'habitat (ANAH)

1 - Les dispositions de la directive

La directive 2009/29/CE dispose, dans son article 10 que les États sont les bénéficiaires des enchères de quotas, selon une clef de répartition définie :

- « 88 % (…) sont répartis entre les États membres en parts identiques à la part des émissions de l'État membre concerné vérifiées dans le cadre du système communautaire en 2005, ou à la moyenne de l'État membre concerné pour la période 2005-2007, le montant le plus élevé étant retenu ».
- « 10 % (…) sont répartis entre certains États membres aux fins de la solidarité et de la croissance dans la Communauté ».
- « 2 % (…) sont répartis entre les États membres dont les émissions de gaz à effet de serre, en 2005, étaient d'au moins 20 % inférieures au niveau de leurs émissions de l'année de référence qui leur sont applicables en vertu du protocole de Kyoto ».

L'usage du produit de la mise aux enchères des quotas est laissé à la quasi discrétion des États membres : toutefois, la directive précise-t-elle qu'un minimum de 50 % des recettes sera consacré à des mesures relevant de la lutte contre le changement, sans que cette disposition soit légalement contraignante.

2 - L'utilisation du produit des enchères par la France

L'article 43 de la loi de finances initiale pour 2013 prévoit d'affecter les produits de cession des quotas à l'Agence nationale de l'habitat (Anah), dans la limite de 590 M€ par an.

Cette nouvelle recette pour l'agence a vocation à se substituer à la contribution des partenaires sociaux d'Action Logement, qui représentait l'essentiel du financement de l'agence depuis 2009. Ainsi, à compter de 2013, le produit des cessions des quotas carbone doit constituer la quasi-intégralité des rentrées de l'agence qui ne perçoit en effet comme autres ressources principales qu'une partie des recettes de la taxe sur les logements vacants (plafonnée en loi de finances à hauteur de 21M €), et une contribution des énergéticiens (dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie – 24 M€ prévus en 2013).

Le produit des enchères de quotas a donc vocation à financer en les renforçant les actions conduites par l'Anah dans le domaine de la rénovation thermique, mais également dans les autres domaines d'intervention de l'agence.

En dépit de la bonne santé financière de l'Anah, cette décision crée une source d'incertitude sur le financement à long terme de l'Agence

Lors de l'élaboration du PLF 2013, il était anticipé un montant de 623 M€ de recettes totales pour l'année 2013 et l'article 43 de la loi de finances initiale pour 2013 prévoyait d'affecter cette recette à l'Anah, dans la limite de 590 M€ par an.

Cette ressource était toutefois basée sur les fondements d'un prix du carbone de 9,3 €/t. L'effondrement du prix du CO2 aujourd'hui autour de 5 €/t a bouleversé ces prévisions.

Certes, comme le rappelle le ROP de la Cour des Comptes sur le contrôle de la gestion de l'Anah en 2013, l'Agence affiche un excédent de trésorerie tel que cette incertitude générée par le niveau erratique du prix du carbone ne devrait pas poser de problèmes à court terme. Par ailleurs, « le conseil d'administration a opté pour une gestion prudente en établissant son budget pour 2013 sur la base de 320 M€ de recettes issues de la vente de 63 tonnes de quotas carbone à environ 5 € la tonne »[171]. **La question des sources de financement de l'Agence à moyen long terme demeure néanmoins posée**.

[171] Rapport d'observations provisoires sur le contrôle de la gestion de l'Agence Nationale de l'Habitat (Anah), p. 41.

IV - La nécessaire réforme du système d'échange de quota

A - Le « juste » prix du carbone

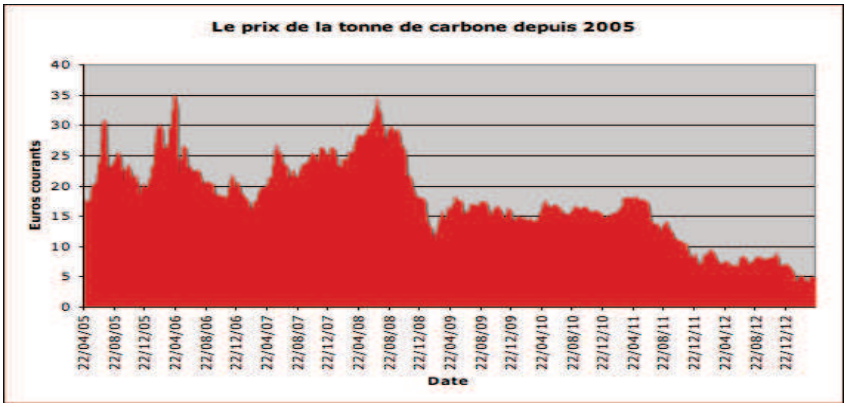


Figure 68. Evolution du prix spot de la tonne de CO2 (EUA) depuis 2005. Source Bloomberg

L'effondrement du prix du carbone constaté sur le marché européen depuis avril 2011 et la stabilisation, depuis début 2013, du prix du quota autour d'un prix de 5 €/t entraîne plusieurs conséquences :

- Elle fausse l'arbitrage auquel devait conduire l'existence d'un marché du carbone entre le choix de recourir à des quotas et celui de recourir à l'utilisation de technologies sobres en carbone.
- Elle freine en conséquence l'innovation et décourage les investissements de long terme.
- En outre, l'extrême faiblesse du signal prix accroit le clean dark et le clean spark spread[172], poussant du coup des énergéticiens à privilégier le recours au charbon et accentuant la crise des centrales à gaz, déjà frappée par les conséquences de l'augmentation de la part des énergies renouvelables.

[172] Le Clean Dark spread : il est exprimé en €/MWh représente la différence entre le prix de vente de l'électricité et le cout de production intégrant l'achat du combustible (charbon) auquel vient s'ajouter les éventuels achats de quotas carbone correspondant. Un CDS positif exprime la rentabilité de la production désignée. Le clean Spark Spread correspondant à l'équivalent du Clean Dark Spread pour la production de gaz.

Il est certes difficile de savoir aujourd'hui ce que devrait être un « bon prix » du carbone. Plusieurs approches s'y sont néanmoins risquées.

Le coût social du carbone (CSC) mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone.[173]Toutefois cette estimation des dommages étant elle-même délicate, les chiffres auxquels ont abouti différentes études rendent difficile l'identification d'une valeur fiable : l'économiste Richard Tol[174] aboutissait en effet en 2009 à une estimation moyenne de 105$/t CO2 (soit 82,06€). Deux ans plus tôt, Nicholas Stern estimait pour sa part le CSC à 85$/t (soit 66,4€).175

Au total, l'importante marge d'incertitude que cette mesure entraine ont conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR), qui représente le coût de réduction d'une tonne de CO_2 pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.176Là encore, cette approche comporte plusieurs faiblesses telles que la prise en compte insuffisante des barrières institutionnelles, ou de l'évolution du coût des technologies.

Dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008[177] a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55€/t en 2010, 70€ en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90€ à partir de 2040.

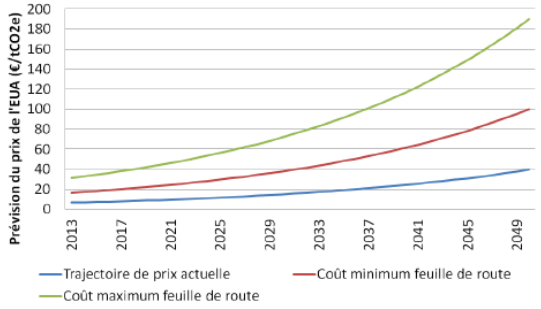
Les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » (2008) préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre un prix de 27€/t.

Le rapport Quinet (2008) avait de son coté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - le coût du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32€ en 2010 pour

[173] Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon »., Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.
[174] EUR/USD au 3.11.2012.
[175] Nicholas Stern : The *Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.
[176] Cf. les modèles de Bloomberg Infra en Annexe n° 5.
[177] D. Bureau : Prix de référence du CO_2 et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008.

progressivement augmenter (56 € en 2020, 100 € en 2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050).

Une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a pour sa part estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80% des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs :



Source : CDC Climat Recherche

Remarques : ce graphique est une extrapolation du cours moyen des futures EUA en janvier 2013 cotées sur ICE, jusqu'en 2050, sur la base d'un taux réel d'actualisation sans risque estimé à 5 % par an (courbe bleue), comparée aux deux prévisions de cours des EUA en 2050 actualisés et mentionnées dans l'analyse d'impact de la feuille de route vers une économie sobre en carbone de la Commission européenne .

Figure 69. Cours actuel des EUA (European Union Allowance) projeté jusqu'en 2050 comparé aux coûts de réduction de la feuille de route vers une économie faiblement carbonée.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il parait donc urgent de réformer le système afin de résoudre, dans un premier temps, la question des surplus de quotas de la phase II qui pèseront durablement sur la phase III de l'ETS. Le vote du Parlement Européen le 3 juillet en faveur de la proposition de la Commission de reporter 900 millions de quotas des enchères de 2013 à 2015 pour les réintroduire en 2019 n'a pas permis, pour l'heure, de faire évoluer la situation.

B - Refonder le SCEQE

1 - Accroitre l'horizon du SCEQE

Il est inexact d'affirmer que l'horizon de l'actuel système échange de quota se borne à 2020. En effet, le coefficient de réduction des plafonds émissions, fixé à 1,74 % par an n'a pas vocation à s'arrêter à cette date et, en l'absence de révision de la directive, ce coefficient

continuerait à s'appliquer, entrainant de fait une réduction toujours plus importante du montant des émissions maximales des installations.

Toutefois, en laissant la possibilité de renégocier les plafonds d'émission en phase III, la directive 2009/29/CE a introduit une incertitude renforcée par l'absence de cadre clair sur l'après 2020. Ce constat est d'autant plus surprenant que la feuille de route de l'Union situe clairement la trajectoire de l'Europe jusqu'en 2050.

L'adoption d'un cadre long terme (2030 voire 2040) pour le SCEQE pourrait en l'espèce donner aux entreprises concernées la visibilité qui leur est aujourd'hui nécessaire pour envisager plus sereinement les investissements.

a) Clarifier et simplifier les règles

Cette visibilité est d'autant plus nécessaire que les dates butoirs structurant actuellement le SCEQE apparaissent manquer de cohérence et introduisent une complexité dont on saisit mal la logique : la liste des entreprises considérées comme sujettes au risque de fuite carbone n'est-elle pour l'heure valable que jusqu'en 2014 ; par ailleurs, le calendrier de la mise aux enchères des quotas affiche une progression allant jusqu'en 2027 – date à laquelle 100 % des quotas – hors correctifs pour raison de risque de fuite carbone - devraient être mis aux enchères.

Cette nécessaire clarification pourrait également s'accompagner d'une simplification des mesures, sous peine de rendre toujours plus complexe un système réglementaire déjà peu lisible et conduisant parfois à des impasses juridiques : à titre d'exemple, on peut s'interroger sur l'attribution à la France de plus de 1500 référentiels dans l'aérien obligeant le teneur de registre national à obtenir pour l'ouverture d'un compte une longue liste de documents – casier judiciaire etc. – alors que la plupart de ces acteurs sont de petites compagnies, voire des jets privés enregistrés dans des pays méditerranéens, asiatiques ou africains ne rejetant quelques centaines voire milliers de tonnes de CO2.

Au-delà, il apparait avant tout indispensable de prévoir dès à présent un mécanisme permettant, en temps de ralentissement économique potentiellement durable impliquant une probable décrue des émissions et donc des besoins en quotas, d'ajuster le plafond initialement prévu à la réalité de l'activité. Or, à ce jour, le facteur de réduction linéaire qui régit l'offre de quotas du SCEQE ne pourra être modifié qu'après 2020.

Certes, dans son rapport du 14 novembre 2012 sur le fonctionnement du SCEQE, la Commission européenne a d'ores et déjà

évoqué six pistes de réforme afin de réduire les surplus de quotas[178]. Toutes ces mesures nécessitent une modification de la directive à l'exception de l'annulation de quotas qui, d'après la Commission, pourrait être mise en œuvre via une décision indépendante du Parlement et du Conseil (adoptée en codécision). Les autres mesures nécessiteront des discussions plus importantes et pourraient être mises en place plus tard dans la phase III, minimum 2017, ou en phase IV (post 2020).

Toutefois ces dernières paraissent, en première analyse, davantage relever de mesures d'urgence que d'une réforme structurelle permettant d'assurer la crédibilité à long terme du système. La consultation publique lancée par la Commission européenne sur la base du livre vert sur le cadre de la politique climat à horizon 2030 le 27 mars 2013 pourrait constituer une occasion unique de tirer les enseignements des périodes passées tant pour réformer l'ETS que l'inscrire dans un Paquet Energie Climat renforcé et plus cohérent, et notamment d'examiner une autre piste régulièrement évoquée consistant à constituer une autorité du marché européen du carbone, dédiée, indépendante et capable d'agir rapidement.

b) Veiller à une meilleure cohérence du Paquet Energie Climat

Le manque de perspective de long terme, la crise et les règles de report des surplus de la deuxième période en phase III expliquent en grande partie l'effondrement du prix du carbone et la limite de l'actuel SCEQE. L'interférence des autres composantes du Paquet Energie Climat doit cependant être également évoquée.

L'accroissement obligatoire de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen a en effet lui-même considérablement affaibli l'EU ETS en réduisant significativement les émissions des entreprises utilisatrices. Cette action a par ailleurs été renforcée par la dernière directive sur l'efficacité énergétique[179] dont les effets, cumulés à ceux de la part des énergies renouvelables devraient se traduire par une nouvelle réduction des besoins de quotas d'ici 2020.

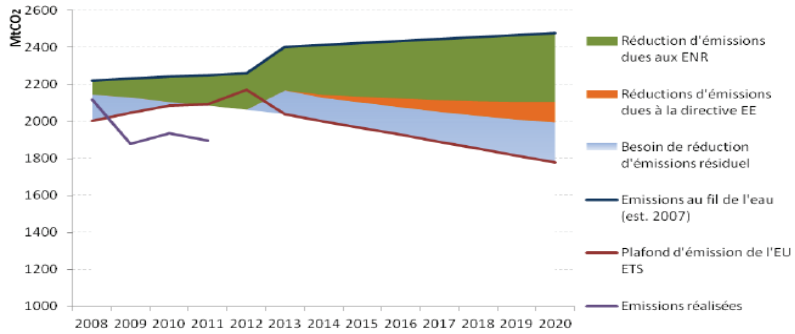
La CDC Climat Recherche a évalué à 40 % la part que devraient atteindre les énergies renouvelables d'ici à 2020 dans l'effort total de réduction au sein de l'EU ETS, la réduction apportée par la directive efficacité énergétique étant, quant à elle, estimée à 450 Mt.

---

[178] Faire passer l'objectif de réduction de l'UE à 30% ; retirer une certaine quantité de quotas en phase 3 ; réviser par anticipation le facteur annuel de réduction linéaire ; étendre l'EU ETS à d'autres secteurs ; limiter l'accès aux crédits internationaux.

[179] Directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

À ces effets indésirables des directives 2009/28/CE et 2012/27/UE viennent enfin s'ajouter ceux des différentes normes existantes : ainsi les normes d'émission des polluants locaux dans le cadre de la directive sur les grandes installations de combustion pourraient entraîner d'ici 2015 la mise hors service de centrales au charbon et au pétrole produisant plus de 30 GW, ce qui entraînerait indirectement d'importantes réductions d'émission de carbone.



Source : CDC Climat Recherche, à partir de l'évaluation d'impact du paquet climat-énergie (2008), des données CITL, de l'évaluation d'impact de la directive sur l'efficacité énergétique (2011) et des rapports sur les plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables des États membres (2011).

Figure 70. Estimation de l'impact de la directive « énergie renouvelable » et de la directive « efficacité énergétique » en termes de réduction d'effort demandé au SCEQE

En prenant en compte les surplus issus de la deuxième période du SCEQE, et selon la CDC Climat, sur un volume originel d'environ 5GtCO_2, l'effort restant au SCEQE ne serait plus en finale que de 0,9GtCO_2, (cf. schéma ci-dessus)[180].

c) Veiller au maintien de la compétitivité des entreprises

Les différents dispositifs existants devraient largement atténuer les éventuels effets du prix du carbone sur la compétitivité des entreprises, effets qui demeurent aujourd'hui très insuffisamment renseignés.

Toutefois, au regard des études et des analyses produites à ce jour, et qui relèvent encore pour l'essentiel de modèles construits ex ante, la réflexion devrait se poursuivre afin d'aboutir à un système assurant à la fois une évolution vers des modes de productions moins carboné et le maintien des activités sur le sol européen.

[180] Point Climat n° 28 : « Réforme de l'EU ETS : donnez-lui du travail » ; cf. également Point Climat septembre 2012 « Efficacité énergétique, énergie renouvelable et quotas de CO_2 en Europe : un besoin de coordination ».

Si le SCEQE a connu et connait encore aujourd'hui de nombreux dysfonctionnements, la plupart des acteurs s'accordent en effet sur une double réussite du système :

- Avoir permis l'émergence d'un signal prix du carbone, même si ce prix ne reflète pas actuellement la réalité du cout de cette externalité négative ;
- Avoir suscité la mise en place de nombreux marchés carbone dans le monde[181] jusqu'à la Chine qui devrait compter, en novembre 2013 trois systèmes d'échange de quotas[182].

Au-delà, il convient cependant de rappeler que la question du changement climatique est un sujet que l'Europe ne saurait porter seule : l'Union ne représente plus que 10 % des émissions mondiales contre respectivement 27 % pour la Chine et 14 % pour les États-Unis[183].

V - L'articulation des objectifs du PEC entre eux

Le Paquet Energie Climat se présente d'entrée comme une succession de textes dont l'ensemble est tout à la fois pluriel et complexe. C'est pourquoi, les objectifs du PEC interfèrent entre eux. En effet, si imposer des cibles d'efficacité énergétique pour diminuer les émissions de carbone parait cohérent, en-est-il de même en faisant de l'accroissement de la proportion d'énergies renouvelables dans consommation finale européenne, un objectif contraignant ?

La directive 2009/28/CE a en effet considérablement accentué la part de ces énergies renouvelables dans le mix énergétique. De technologie moins mature qu'il n'y paraît du fait de leur intermittence, quand elles sont intégrées à grande échelle dans un système de production et de distribution, le recours à ces énergies conduit dans les faits à une remontée des émissions de CO_2.

D'un autre côté, en conduisant à fermer des centrales anciennes et peu efficaces, les efforts de décarbonisation ont produit des effets collatéraux mal anticipés. Ainsi, les entreprises, jusqu'alors consommatrices d'une énergie fortement carbonée, ont, de ce seul fait,

---

[181] Plusieurs « ETS » sont actuellement en fonctionnement dans le monde: Australie, Californie, Kazakhstan, Nouvelle-Zélande, Québec, RGGI (États nord est des États-Unis), Suisse, Tokyo.

[182] Ceux de Pékin, Shanghai doivent en effet rejoindre en novembre 2013 le système d'échange de quotas déjà en vigueur à Shenzhen.

[183] Cf. *Le Monde*, 20/11/2013 : « 40 milliards de tonnes : les émissions de CO_2 atteignent un niveau record ».

pu, sans agir par elles-mêmes, réduire une partie de leurs émissions et par conséquent, leur besoin de compensation.

Ce changement majeur n'a pas été sans effet sur le marché européen des quotas. : En l'absence de mécanismes de flexibilité permettant d'adapter les quotas mis en circulation aux besoins réels des installations, dans un système où l'offre était déjà surabondante du fait des surplus générés en deuxième période par la baisse de la production et l'apport des crédits Kyoto, cette réduction supplémentaire de la demande a, *de facto*, renforcé l'excédent des quotas (EUA) sur le marché et conduit à l'effondrement du prix du carbone.

Cette action a, de surcroît, été renforcée par la directive 2012/27/UE d'octobre 2012 sur l'efficacité énergétique, dont les effets, cumulés à ceux de la part croissante des énergies renouvelables, devraient se traduire par une nouvelle réduction des besoins de quotas d'ici 2020.

La CDC Climat Recherche a ainsi évalué à 40 % du total de l'effort de réduction l'effet de la montée des énergies renouvelables d'ici à 2020. Quant à la réduction apportée par la directive efficacité énergétique, elle est, estimée à 450 Mt. Ainsi, en prenant en compte les surplus issus de la phase II du SCEQE, et toujours selon la CDC Climat, sur un volume originel projeté d'environ $5GtCO_2$, l'effort restant véritablement lié au SCEQE lui-même ne serait plus que de $0,9GtCO_2$, (cf. Figure 71)[184].

À ces effets croisés non anticipés des directives 2009/28/CE et 2012/27/UE viennent enfin s'ajouter ceux des différentes normes existantes. Ainsi les normes d'émission des polluants locaux dans le cadre de la directive sur les grandes installations de combustion (directive 2001/80/CE) pourraient entraîner d'ici 2015 la mise hors service de centrales au charbon et au pétrole produisant plus de 30 GW, ce qui amènerait d'importantes réductions d'émission de carbone.

[184] Point Climat n° 28 : « Réforme de l'EU ETS : donnez lui du travail » ; cf. également Point Climat septembre 2012 « Efficacité énergétique, énergie renouvelable et quotas de CO_2 en Europe : un besoin de coordination ».

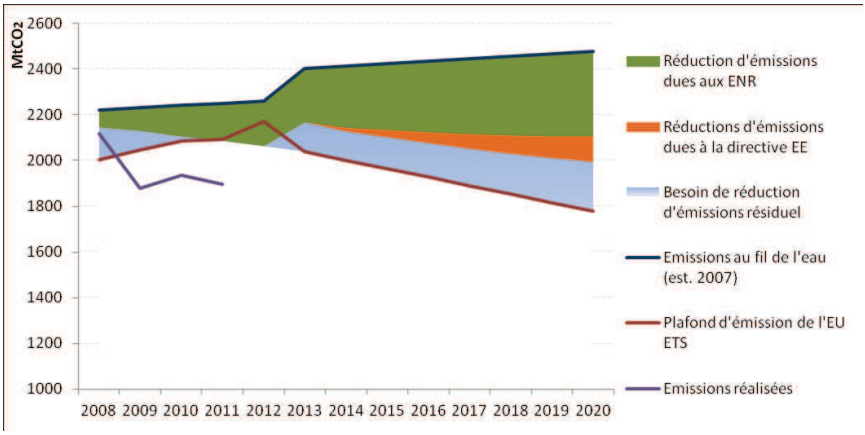


Figure 71. Réduction issue de l'énergie renouvelable et de la directive sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'EU ETS (Source : Point Climat, Février 2013, CDC-Climat)

Par ailleurs, si l'échec actuel des projets de captage/stockage du CO_2, et donc l'absence de mise en œuvre de cette technologie de transition, n'a pas permis de constater d'interférence entre la composante CSC du PEC et le fonctionnement du système d'échange de quotas, il paraît utile de souligner la nécessité d'intégrer cette dimension du PEC dans toute réforme à venir du SCEQE : le développement industriel de cette technologie dite du captage/stockage ne pourrait en effet, en l'état actuel du fonctionnement du marché, que déprimer ce dernier en le réduisant davantage en quotas.

Au total, qualifier d'incohérentes les différentes composantes du PEC serait excessif. Le fonctionnement d'un marché carbone n'est pas, a priori, incompatible avec la mise en place d'une politique visant à augmenter le poids des énergies renouvelables dans la consommation finale. Toutefois, pour pouvoir fonctionner correctement, un tel objectif suppose davantage de flexibilité dans la fixation des plafonds du système dit de *cap and trade. E*n l'absence de mécanisme ou d'autorité permettant à ce plafond d'évoluer en fonction de la demande, le système d'échange ne peut que subir les à-coups qui sont déjà provoqués, et continueront à l'être, par les autres politiques de réduction des émissions de GES. Une réforme du SCEQE, en même temps qu'une politique énergie-climat plus intégrée et donc plus comptable des effets indirects des différentes politiques entre elles, est aujourd'hui éminemment souhaitable.

VI - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone

Comme ont pu le rappeler les premières lignes de la présente évaluation, l'accumulation actuelle dans l'atmosphère d'une quantité toujours plus importante de gaz à effet de serre d'origine anthropique est, aujourd'hui, presque certaine. Cette augmentation, jusqu'ici sans précédent en un temps aussi bref (un peu plus d'un siècle), amplifie le phénomène de réchauffement naturel de la planète, avec pour conséquence une augmentation attendu à long terme des températures mondiales. Des conséquences sont déjà soit identifiées sur le terrain soit pressenties par les simulations : élévation du niveau des mers et des océans, changement de climats régionaux, accroissement erratique des événements extrêmes (tempêtes, cyclones, tornades…), élévation des températures affectant les cultures, les ressources halieutiques et en eau potable. De nombreux acteurs privés issus de la sphère financière, tels les assureurs et les réassureurs ont ainsi, depuis désormais plusieurs années, intégré ce coût du changement climatique : Swiss Re, dans son rapport « *Sigma 2010* » estimait les pertes uniquement provoquées par les évènements climatiques extrêmes à 121 Md$ sur un total de 218 Md$ de dégâts pour l'année 2010**.**

Cependant, les externalités négatives des activités génératrices de gaz à effets de serre n'ont que très récemment été prises en compte.

Certes, la limitation de ces gaz peut passer par l'adoption de normes, ou le financement volontariste d'énergies dites renouvelables et moins émissives ; elle peut également se faire via la mise en place de politiques économiques incitatives, avec par exemple, une augmentation du financement de la recherche et du développement (R&D), des aides fiscales ou encore la suppression de subventions aux activités à forte intensité carbone, comme les subventions aux carburants.

Une telle limitation ne pourra en revanche être obtenue sans la mise en place d'un système de taxe « pigouvienne »[185] capable de donner un prix à cette externalité. On ne peut en effet que constater l'inadéquation durable qui existe entre la valorisation marchande et la valorisation sociale de l'externalité environnementale que constitue le risque climatique.

Cette incapacité du marché à valoriser naturellement ce dernier explique la nécessité pour les pouvoirs publics d'intervenir afin de

[185] Du nom d'Arthur Cecil Pigou qui fut le premier à proposer une telle taxe en 1920.

corriger cette inadéquation en incitant les acteurs à adopter un mode de production moins émetteur via un signal prix. Cette taxe pigouvienne doit ainsi permettre de refléter pleinement la valeur actualisée des dommages environnementaux futurs associés à un recours marginal accru aux combustibles fossiles, ceux-ci croissant donc avec les niveaux de concentration de CO_2 dans l'atmosphère ; ce faisant, une telle taxe – qui, du fait même de la nature globale de la menace du changement climatique, a vocation à s'étendre à l'ensemble des pays émetteurs - pourra, en donnant un prix au carbone, contraindre le marché à différencier les biens et services en fonction de leur empreinte carbone.

Comme pouvait l'écrire Dominique Bureau[186] en 2008, « établir, par la fiscalité ou par des marchés de permis, un signal-prix du carbone constitue, du point de vue économique, l'élément clef d'une politique de prévention du risque climatique, parce qu'il convient de modifier l'ensemble des comportements des agents économiques, et parce que l'efficacité réclame un signal prix commun pour répartir au moindre coût global, les efforts d'abattement. » En d'autres termes, conférer un prix au carbone doit à la fois permettre de donner une valeur aux émissions de GES, d'inciter à limiter le recours aux énergies fossiles voire d'en faciliter la sortie, enfin, d'envisager de payer aujourd'hui pour financer une transition énergétique plutôt que de payer demain au prix fort la nécessaire adaptation des économies.

La fixation d'un tel prix était au cœur de la mise en place du SCEQE et, en dépit de son échec, l'idée de valoriser le carbone est aujourd'hui largement reconnue, ne serait-ce que par l'internationalisation de la démarche initiée par l'Europe : la Californie– qui avec 13 % du PIB des États-Unis constitue de ce fait la 8ème puissance économique mondiale – et l'Australie ont également développé leur propre système d'échange d'émissions.

Toutefois, comme ce rapport l'a déjà souligné, le prix européen de la tonne carbone reflète aujourd'hui très insuffisamment la réalité du coût social et environnemental des dommages engendrés par les émissions.

Certes, fixer un prix du carbone est un exercice délicat et les différents travaux de recherche ayant tenté au cours des dernières années de définir ce signal prix n'ont pu permettre de dégager un consensus :

[186] Dominique Bureau, « Prix de référence du CO_2 et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008, p. 3 ; M. Dominique Bureau est actuellement le délégué général du Conseil économique pour le développement durable.

- Ainsi les tentatives de définir « le coût social du carbone » (CSC)[187] ont elles abouti à des fourchettes allant de 85 $/t CO_2[188] à 10 $/t[189].

- L'importante marge d'incertitude que cette mesure entraine a conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR).[190]Là encore, cette approche comporte de nombreuses faiblesses : la mesure du coût de réduction potentielle maximale par une technologie donnée ne prend pas en compte les barrières institutionnelles, les difficultés d'application ou encore les coûts de mise en œuvre ; de plus, cette mesure néglige entièrement l'évolution du coût des technologies, le calcul s'effectuant à valeur statique.

- Dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008[41] a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55 €/t en 2010, 70 € en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90 € à partir de 2040.

- Les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport de 2008 du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre à court terme un taux de 27 €/t.

- Le rapport Quinet de 2008 avait de son coté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - soit le cout du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32 € en 2010 pour progressivement augmenter (56 € en 2020 puis 100 euros en

---

[187] Le CSC mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone. Il entend refléter la valeur nette actuelle de l'impact à long terme des changements climatiques de chaque tonne additionnelle de CO_2 émise aujourd'hui. Il est calculé à l'échelle d'un pays, selon le modèle dit de l'évaluation intégrée, qui mesure la différence entre le PIB actuel et futur en tenant compte des dommages causés par les émissions de GES. Cf. Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon », Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.

[188] Soit 65 € au 18 juillet 2013, cf. Nicholas Stern : The *Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.

[189] Soit environ 80 € au 18 juillet 2013. Calcul de l'économiste irlandais Richard Tol en 2009.

[190] Le CMR représente le coût de réduction d'une tonne de CO_2 pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.

2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050, soit un cours moyen d'environ 200 €/t).

- Une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a également estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80 % des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il parait essentiel d'adopter, à terme, les instruments de politique publique susceptibles de renforcer ce signal prix, dont la faiblesse actuelle ne permet pas de prendre suffisamment en compte la valeur carbone, notamment en vue des investissements nécessaires pour évoluer vers des modes de production et de consommation plus efficaces et donc plus sobres.

Plusieurs pistes peuvent être ici évoquées, au-delà des réformes du système européen d'échange de quotas, déjà mentionnées dans ce rapport :

- La possibilité d'instaurer une taxe carbone, qui n'aurait toutefois de sens qu'au niveau européen, tout alourdissement de la fiscalité au seul niveau national risquant de se traduire par une distorsion de la concurrence ;

- Dans l'attente d'une telle taxe, dont l'introduction parait souhaitable à terme, mais qui reste difficile à mettre en place rapidement en raison de l'unanimité requise pour l'instaurer, une harmonisation de la fiscalité énergétique européenne pourrait intervenir avec la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique. Elle permettrait de donner un prix significatif au carbone de nature à favoriser les évolutions attendues ;

- En dépit des échecs rencontrés jusqu'ici, à défaut d'une taxe carbone d'application générale, il parait également souhaitable de réfléchir à nouveau à la mise en place aux frontières de l'Europe d'un « Mécanisme d'Inclusion Carbone », qui serait limité à des secteurs particuliers fortement carbonés, tels, par exemple, que le ciment. Un tel mécanisme aurait le mérite de « globaliser » la lutte contre le changement climatique, tout en limitant les distorsions de concurrence générée par la différence des législations climatiques et l'encouragement à la délocalisation de l'activité également connue sous le nom de « fuites carbone ».

ANNEXE N° VII

LES DEFIS TECHNOLOGIQUES

I - La question de l'intermittence et du stockage

A - L'intermittence : un problème sous-estimé

1 - Un facteur de désorganisation au niveau de l'Europe

Une des caractéristiques des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque et éolienne, est une intermittence aux variations brutales et imprévisible ; de plus, en Europe, les périodes de production ne correspondent pas forcément aux périodes de consommation. Du fait de l'obligation d'achat prioritaire qui est faite aux énergéticiens, ces productions sont « fatales » en ce sens qu'elles ne peuvent être évitées ou régulées par eux et sont ainsi obligatoirement mises sur le réseau.

Cette déconnexion entre une production relativement aléatoire et une consommation, certes variable mais bien connue, peut se traduire par des variations de tension et de fréquence sur les réseaux de transport et de distribution.

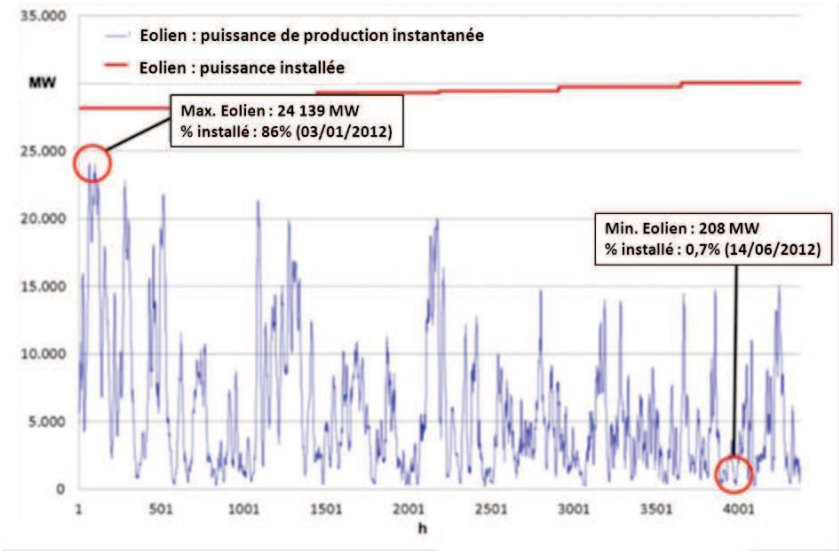


Figure 72. Puissance instantanée heure par heure, pour les six premiers mois de 201,2 et capacité totale installée. (Source : Cour des comptes, d'après World Energy Council, Dr Leonhard Birnbaum, Monaco, 7 Novembre 2012)

Dans le cas de l'éolien, les variations peuvent d'ailleurs être très brutales[191] et, du fait des concentrations d'éoliennes en parcs, ces variations peuvent endommager le réseau. Au niveau du système électrique dans son ensemble, cette spécificité constitue un défi pour les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, qui doivent adapter leurs méthodes de prévision et de gestion des différents moyens de production pour préserver la stabilité du système électrique dans chaque zone interconnectée.

La figure ci-dessus montre que, malgré un effet de sommation sur l'ensemble du territoire, la production totale d'EnR en Allemagne enregistrée sur 6 mois fluctue de manière extrême, avec un maximum à 86 % des capacités, mais aussi de nombreuses absences et un minimum de production à seulement 0,7 %. C'est pourquoi, les capacités brutes de puissance électrique installées en Allemagne en 2012, atteignaient 214,8 GW en 2012, soit 2,7 fois la demande de pointe, qui est de l'ordre de seulement 80GW.

Du fait de sa position centrale, de l'importance de sa production, et de ses interconnexions de réseau[192], les fluctuations de la production électrique en Allemagne ont des répercussions sur les réseaux de ses voisins.

Le caractère intermittent des énergies renouvelables entraîne en effet une très forte variabilité de la production électrique. Cette forme d'énergie n'étant actuellement pas stockée (cf. le chapitre B - ci-dessous), et les systèmes de soutien publics prévoyant une garantie d'achat quelles que soient les conditions d'équilibre de l'offre et de la demande sur la marché, les fortes variations de production des renouvelables se répercutent immédiatement sur les réseaux.

Les voisins de l'Allemagne (notamment les Pays-Bas, la Pologne et la République tchèque) doivent ainsi absorber d'importants surplus de production renouvelable allemande, qui fragilisent leurs réseaux nationaux. Même si c'est à une échelle pour l'instant moindre, la France est également concernée.

Du fait des interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux, le marché de l'électricité est devenu européen. L'équilibre global du marché électrique est ainsi mieux assuré. Mais la montée en puissance des énergies renouvelables a des effets économiques qui n'avaient pas été véritablement anticipés.

---

[191] En cas de vent trop fort, les systèmes de sécurité stoppent les éoliennes et la production passe brutalement du maximum à zéro.

[192] L'Allemagne a la plus forte capacité d'échange en Europe.

En raison de l'injection obligatoire de l'électricité produite à base de sources renouvelables sur le réseau[193], des situations de surproduction peuvent apparaitre. L'électricité ne pouvant se stocker facilement, les gestionnaires de réseau doivent en permanence ajuster le niveau de production à celui de consommation. Pour cela, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, les centrales sont démarrées dans l'ordre croissant de leur coût marginal de production (interclassement ou « *merit order* »), jusqu'à satisfaction de la demande. Ainsi, en cas de pic de consommation, si les moyens en base[194] (principalement les centrales nucléaires en France) ne suffisent pas, RTE fait appel, dans l'ordre, à la production hydraulique des lacs de barrage, puis aux centrales de cogénération, puis aux centrales à charbon, les moyens les plus chers étant les groupes au fuel et au gaz.

En effet, bénéficiant d'une garantie d'achat et de raccordement au réseau, les EnR écoulent leur production quel que soit l'état de la demande et donc indépendamment d'elle. En situation de surproduction, les centrales thermiques doivent ainsi s'arrêter. Mais il peut être avantageux pour un producteur thermique de proposer ses productions horaires à des prix négatifs, plutôt que de supporter les coûts d'arrêt/redémarrage de sa centrale pendant quelques heures, notamment pour les centrales au fuel ou au gaz. Ainsi, les prix de l'électricité sur le marché spot ont atteint à plusieurs reprises des valeurs négatives au cours du mois de décembre 2012. À l'inverse, des prix extrêmement élevés peuvent apparaître pendant les pointes de consommation, en l'absence de productions éoliennes ou photovoltaïques par manque de vent ou de soleil, en raison d'insuffisance de capacités thermiques classiques d'appoint.

Cette hausse ponctuelle du prix sur un nombre restreint d'heures, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, ne compense pas l'effet précédent de baisse de prix annuels. Les centrales de gestion de pointe sont moins rentables, ce qui entraîne actuellement la fermeture de nombre d'entre elles. Ainsi, l'accès prioritaire des énergies renouvelables perturbe

[193] En Allemagne, comme en France, les gestionnaires de réseaux ont l'obligation d'accepter la production d'électricité de source renouvelable.

[194] La demande régulière et constante d'électricité correspond à la demande de base. Les consommations au-delà de la cette demande de base constitue la demande de pointe. Les moyens de production en base sont ceux qui répondent à cette demande de base. Dans un parc de production optimal, les moyens à forts coûts fixes et faibles coûts variables (nucléaire, hydraulique « au cours de l'eau ») couvrent la base. Les moyens de production à faibles coûts fixes mais à fort coût variable (turbines à combustion) interviennent quelques centaines d'heures par an lors des pics de demande. Entre les deux, des moyens en « semi-base » (gaz, charbon, nucléaire) couvrent les besoins de quelques milliers d'heures par an.

fortement la rentabilité des centrales thermiques, notamment au gaz, qui ne sont plus assez appelées. Cette disparition de la rente de rareté en extrême pointe ne permet pas d'attirer les candidats à l'investissement dans ces unités de pointe, ce qui devrait se traduire in fine par une dégradation de la sécurité de fourniture de long terme. Or, la montée en puissance des énergies renouvelables rendra de plus en plus nécessaires ces unités pour assurer la gestion de l'intermittence. À défaut, il faudrait accepter une dégradation de la sécurité de fourniture.

Afin d'éviter les pénuries de production qui sont aujourd'hui prévisibles, la création d'un « marché de capacités » est défendue[195], de façon à encourager les investissements de pointe, voire de semi-base. Ceci risque de poser d'autres problèmes en termes de distorsions du marché de l'énergie, de l'arbitraire du choix du niveau capacitaire requis et de la complexité de la mise en œuvre[196]. Une solution alternative plus souple pourrait consister en un prix élevé garanti pour cette production spécifique.

2 - Des unités de soutien (ou back-up) émettrices de CO_2 pour pallier l'intermittence

Si les moyens de production intermittents ne permettent pas d'assurer la sécurité d'approvisionnement, leur production peut toutefois être instantanément significative.

Ainsi, d'après RTE, en 2012, le pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre 2012 à 15h30 pour une puissance de 6 176 MW, soit 80,2 % du maximum atteignable. Une valeur de production n'avait jusqu'ici jamais été atteinte.

Ces données montrent la très grande variabilité de la production des énergies intermittentes et la différence fondamentale qui doit être faite pour elles entre capacité installée (la puissance « crête » exprimée en GW) et production électrique effective (exprimée en GWh). Tant que la part des EnR est faible, cette variabilité n'est que de peu de conséquences. Cela est de moins en moins vrai au fur et à mesure que leur part devient significative.

En ce qui concerne la France, le Grenelle de l'Environnement a fixé un objectif de 25 GW de puissance éolienne (dont 19 GW d'éolien

[195] Cf. « La Revue de l'Énergie » n° 605, pp.37-54, janvier-février 2012 et ses références.

[196] « RES Integration and Market Design : are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?", Eurelectric, TF Market Design for RES Integration – May 2011.

terrestre) et 5,4 GW de photovoltaïque à l'horizon 2020. RTE prévoit, respectivement, 32 et 18 GW en 2030. Ce développement important ne sera donc pas sans conséquence sur le reste du système électrique, ni techniquement, ni économiquement.

L'intermittence de ces moyens de production nécessite pour l'équilibre du système électrique le développement de capacités de soutien (plus communément dénommé : back up), pouvant démarrer quasi-instantanément, ou avec un court préavis, pour pallier l'absence d'une production aléatoire et peu prévisible à plus d'un jour. Hors l'hydraulique, ces moyens font appel, pour la plupart, à des énergies fossiles, émettrices de CO_2. Les centrales hydrauliques avec stockage ou les centrales au fioul sont en mesure de répondre à la demande (« réserves à chaud » c'est-à-dire avec un court préavis alors que les centrales au charbon ou au gaz peuvent, quant à elles, intervenir en quelques heures (« réserves à froid »).

Tableau n° 41 Comparaison des capacités de suivi de charge des centrales

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à cycle ouvert (gaz ou fioul)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT[197])	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

[1] La capacité utilisée est [capacité début janvier + capacité fin décembre] / 2) ; Source : OCDE 2012 : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone.

3 - La puissance manquante, d'après RTE

Pour ce qui est de la France, le risque de défaillance du système électrique du fait de l'intégration des EnR est aujourd'hui, limité. Toutefois, à l'horizon 2020, l'ajustement à la pointe à une chance sur

[197] Combined Cycle Gas Turbine.

dix[198] peut devenir plus difficile, car il devra se réaliser obligatoirement avec une partie d'énergies fatales. Or c'est avant tout le manque de flexibilité à la baisse et à la hausse (du côté de la consommation comme de la production commandable) qui rend l'ajustement plus difficile. Afin d'évaluer la puissance manquante en France, RTE a simulé[199] des situations de pointe de consommation avec et sans importations, en comptant les gains de puissance générés par les mesures d'effacement. La puissance manquante est celle qui permettrait d'ajuster l'offre de manière à respecter le critère réglementaire d'adéquation[200]. La marge est dans cette démarche probabiliste la puissance théorique disponible au-delà du strict respect de ce critère d'adéquation.

Sans compter sur les importations, la puissance manquante s'élèverait à 6,5 GW en 2016 et 7,2 GW en 2017. Dans son bilan prévisionnel 2011, RTE s'inquiétait sur la capacité d'importation du réseau : « *l'importation de 7,2 GW pourrait, selon les conditions de marché et la localisation de la production à importer, être incompatible avec les capacités d'importation du réseau français* ».

Ainsi, même si l'importance encore limitée de l'énergie fatale ne pose pas actuellement de difficulté majeure de gestion de son intermittence pour l'intégration dans le réseau, pour RTE, la situation est appelée à se fragiliser au fur et à mesure de la réalisation des objectifs fixés pour 2020. Ce phénomène lié à l'obligation d'achat des EnR est amplifié par l'incapacité des mécanismes de marché à rémunérer des moyens de pointes sûrs.

4 - Le foisonnement à l'échelle nationale ou européenne ne compense que modérément l'intermittence

L'exemple allemand (voir la Figure 72) tend à montrer une absence de véritable lissage. Il est souvent affirmé que la diversité du régime des vents et d'ensoleillement en France (le foisonnement) atténuerait considérablement le caractère intermittent des EnR, d'autant plus que l'hiver donne une meilleure production éolienne, le printemps et l'été une meilleure production photovoltaïque et le printemps une meilleure production hydraulique.

---

[198] Il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou, en d'autres termes, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.
[199] dans l'actualisation 2013 de son bilan prévisionnel.
[200] Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

La figure suivante reporte la variation mesurée par quart d'heure sur une période de quatre semaines des puissances comparées réelles fournies par trois moyens de production différents (nucléaire, éolien et solaire), normés à 1 GW : le nucléaire et l'éolien en France, le solaire PV en Allemagne (par manque de données en France).

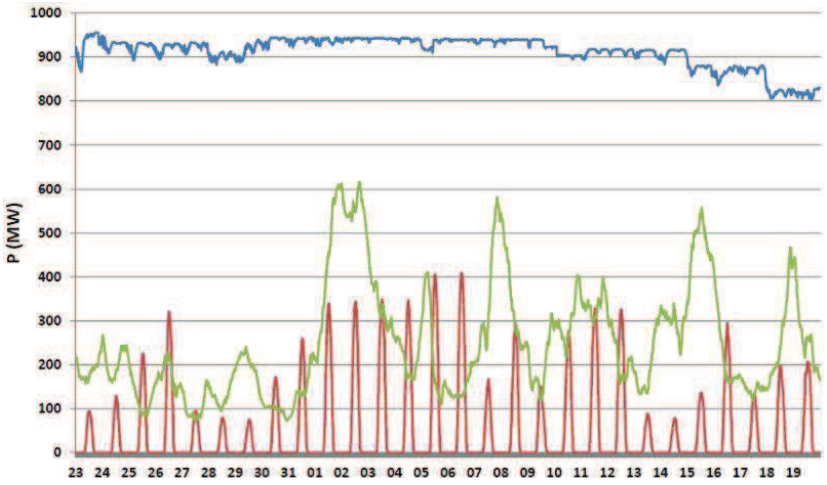


Figure 73. Période du 23/01 au 19/02 2012. Les courbes indiquent la puissance livrée au réseau (en MW) par GW de puissance installée en France ou en Allemagne. La courbe bleue correspond au Nucléaire France, la courbe verte à l'éolien France et la courbe rouge au solaire PV Allemagne. (Source : étude de Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès[201],)

La réalité des observations sur de longues périodes, montre[201] que le foisonnement, tant au niveau français (en dépit de ses trois régimes de vents) qu'européen, reste très limité. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grands froids ou de canicules, alors que les besoins d'énergie sont importants. De plus, les variations très brutales qui peuvent être observées, imposeront un usage massif de centrales de soutien (gaz, fioul, charbon), d'autant que la puissance « garantie » par l'éolien est très faible, de l'ordre ou même inférieure à 5 % de la puissance installée.

La variabilité de la production des éoliennes est un phénomène connu et mesuré, qui repose sur une science bien maîtrisée, la prise en

[201] « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » par Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, 30 mars 2012.

compte du rendement de l'éolienne elle-même l'est moins : elle fonctionne au cube de la vitesse des vents[202].

Pendant l'hiver 2010/2011, soit du 1er septembre 2010 au 31 mars 2011, la production éolienne française suivie par tranches de 15 minutes par RTE, a été de 6 570 GWh pour une puissance installée moyenne de 5650 MW (environ 3500 éoliennes), soit un facteur de charge moyen de 22,8 % sur 7 mois.

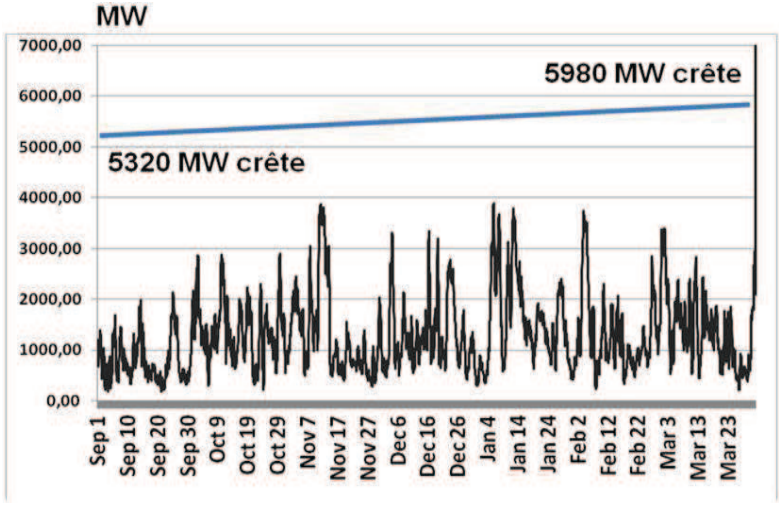


Figure 74. Production éolienne en France de septembre 2010 à mars 2011 (la courbe donne l'évolution heure par heure, ces valeurs étant extraites du site Eco2mix de RTE qui fournit ces données par ¼ heure) (Source : Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès[201])

La production totale d'électricité du pays ayant été de 320 TWh sur cette période, la contribution de l'éolien a donc été de 2 %.

RTE anticipe sa capacité à répondre à la demande en cas de baisse de régime des énergies intermittentes en supposant une compensation par des importations. C'est en effet un des arguments qui plaide en faveur des investissements à réaliser pour une plus grande interconnexion électrique européenne. De ce point de vue, il est donc utile d'analyser le foisonnement de la production éolienne en Europe de l'Ouest. Pour cela,

[202] Les vitesses du vent (amont et aval) sont prépondérantes dans la puissance produite car elles interviennent à la puissance 3. Le rendement théorique maximal d'une éolienne (loi de Betz) est de 59 % (atteint quand la vitesse du vent à l'aval est égale au tiers de la vitesse en amont) et le domaine de fonctionnement en fonction de la vitesse du vent est limité à 90 km/h.

les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010/2011 de 7 pays[203], qui représentent un bon échantillonnage de l'Europe de l'Ouest, ont été enregistrées heure par heure. La contribution éolienne 2030 de chaque pays a été établie en affectant à la production réelle 2010/2011, à climat équivalent, un coefficient multiplicateur : il correspond au ratio des puissances prévues en 2030, à celles opérationnelles fin 2010.

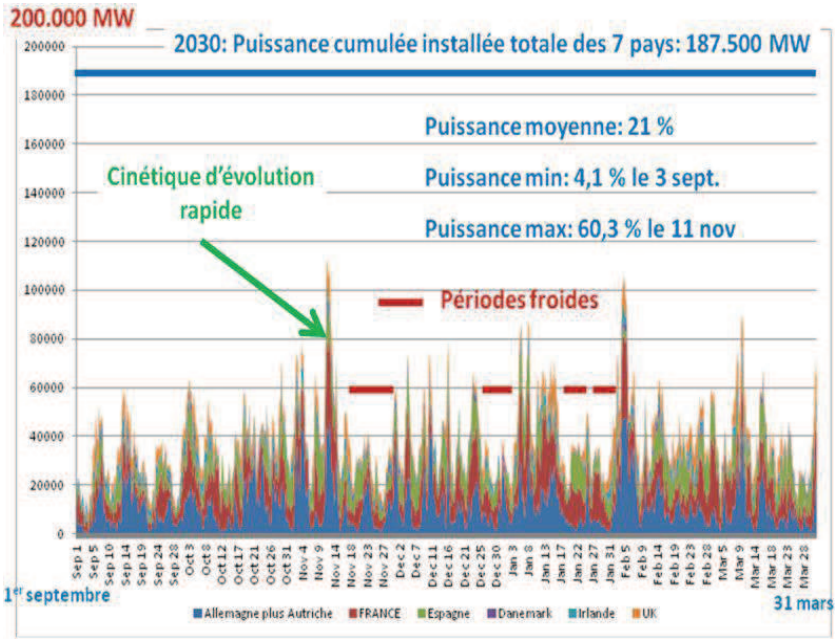


Figure 75. Empilement des productions éoliennes en MW, sur 7 mois d'hiver, qu'auraient les 7 pays pour une puissance éolienne totale de 187500 MW. La contribution de chaque pays est représentée par une couleur différente. L'enveloppe des courbes correspond à la production totale.

Le foisonnement obtenu (Figure 75) est ainsi optimisé et fonction du poids respectif de chaque zone climatique en 2030.

Cette simulation faite donc sur un large ensemble de l'Europe, montre certes un certain degré de lissage des productions, résultant d'une meilleure répartition des puissances éoliennes dans ces pays. Cependant il demeure très limité, la fluctuation de la puissance et son imprévisibilité à moyen et long terme restant fortement marquées. , Les puissances

[203] Allemagne, Autriche, Espagne, France, Danemark, Irlande et Grande-Bretagne.

minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée, le facteur de charge moyen à 21 %.

Cette étude n'épuise pas le problème mais met bien en évidence que le foisonnement ne peut contribuer que marginalement à l'intermittence en cas de forte pénétration des EnR dans le mix énergétique. Ce problème va exiger d'autres méthodes, soit un changement de paradigme avec une demande s'adaptant à la production, méthode dont le coût pour la société n'est pas encore déterminé, soit des innovations sur l'ensemble du système, soit les deux approches. Parmi ces méthodes à développer, le stockage de l'électricité est probablement celle qui, si elle débouchait, pourrait changer le plus la donne.

B - Le stockage de l'électricité, enjeu majeur

La décarbonisation qu'impliquent pour 2020 le PEC et pour 2050 le facteur 4, repose sur une meilleure efficacité et sur le développement des énergies renouvelables. Or, la réduction à terme d'un facteur 4 des émissions implique aussi qu'il ne soit, de surcroît, plus fait appel aux productions de back-up carbonées, aujourd'hui nécessaires du fait de l'intermittence analysée précédemment. Cela suppose ainsi qu'il soit alors fait appel, soit à des centrales à biogaz, soit à un stockage de masse permettant une restitution rapide.

Les techniques actuelles de stockage et leurs coûts ont été décrits dans le rapport de la Cour sur les énergies renouvelables de juillet 2013. Cette analyse est ici reprise, complétée par celle récente de l'Ademe.

1 - Les hypothèses de l'Ademe : peu réalistes pour 2030, absentes pour 2050

Les capacités en puissance et en énergie des différentes méthodes sont extrêmement diverses, le STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique) étant la technique permettant la plus grande puissance et de stocker le plus d'énergie. Le CAES (*Compressed Air Energy Storage*) est le stockage par air comprimé, pour lequel il n'existe aujourd'hui, en France, aucune installation dédiée au stockage de masse de l'énergie électrique. Les seuls outils de démonstration sont en Allemagne et aux États-Unis.

Les usages des moyens de stockage d'énergie peuvent être résumés par le graphique de la Figure 76, qui montre les divers systèmes de stockage d'électricité ainsi que leur degré de maturité technique.

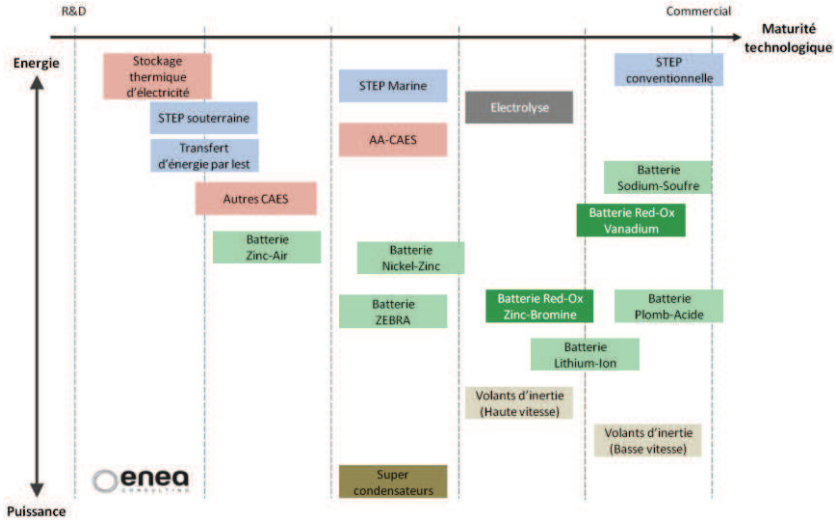


Figure 76. Niveau de maturité technologique des différentes méthodes de stockage électrique (Source : Ademe[204])

Un rapport sur le potentiel du stockage d'énergie a été très récemment publié par l'Ademe[204]. Il examine les besoins de stockage associés à trois scénarios pour 2030. Partant de la double constatation selon laquelle, 1) la part de stockage électrique installée est déjà significative (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir) et 2) la production photovoltaïque coïncide avec les périodes de fortes demande, cette étude conclut que, jusqu'à 46 GW d'éolien et 33 GW de solaire, le système électrique français apparait avoir une bonne résilience. De ce fait, le rapport recommande pour le court terme, non de mettre en place un stockage électrique massif, mais de favoriser la R&D et les démonstrations de solutions pour le plus long terme. Si l'on ne peut que partager cette recommandation de fortement développer la R&D et des démonstrateurs de stockage de masse, il convient toutefois de demeurer très attentif à ce qui, au-delà des scénarios théoriques, sera la réalité de terrain. Ce qui pèse sur les réseaux et leur sécurité n'est, en effet, pas seulement la montée en charge des EnR en France, aujourd'hui encore effectivement limitée.

[204] « Etude sur le potentiel de stockage d'énergie », rapport d'étude Ademe, ATEE et DGCIS, 21 octobre 2013 (http://ademe.typepad.fr/files/peps---rapport-public1.pdf). Ce rapport n'étudie pas les coûts d'investissements des scénarios. Il a été cofinancé par dix acteurs industriels référents mais les scénarios utilisés *« ne reflètent pas nécessairement la vision […] des acteurs privés »*.

La déstabilisation du réseau européen : un risque déjà avéré.

Afin de desservir l'Allemagne du sud, faute d'un réseau de THT suffisant, l'électricité renouvelable en provenance du nord du pays doit emprunter le réseau tchèque, exportant ainsi le trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, cette situation a failli entraîner la saturation du réseau électrique tchèque, déclenchant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur en charge de ce seul dossier ainsi que le vote par le parlement allemand en juillet 2011 d'une loi sur l'accélération du développement des réseaux sont censées permettre de résoudre ces difficultés. Elles devraient permettre de réduire de dix à quatre ans le délai de mise en place des nouvelles lignes THT Nord-Sud qui sont indispensables et les gestionnaires de réseaux de transport réalisent actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux.

Pour éviter le risque d'un blackout, toujours possible, la République tchèque a toutefois averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne à son réseau. Pour ce faire, l'opérateur du réseau tchèque a décidé la construction d'un transformateur géant près de la frontière, destiné à ne laisser « entrer » que la quantité de courant que le réseau national peut supporter. Ce transformateur doit entrer en service d'ici 2017.

Il en va de même pour la Pologne, qui compte installer des déphaseurs à la frontière avec l'Allemagne, pour ne recevoir que l'électricité qui lui est nécessaire[205].

Les exemples polonais et tchèque (cf. l'encart ci-dessus) montrent à l'envi les difficultés auxquelles, dont la France ne saurait, *a priori*, être exemptée. Elle le sera d'ailleurs d'autant moins, que le développement du solaire photovoltaïque dans le Sud de l'Allemagne pourrait bien, à terme pas très lointain, conduire à des problèmes similaires, en particulier via les interconnexions avec la Suisse. C'est d'ailleurs ce qu'indique explicitement l'Ademe, lorsqu'elle conclut ses recommandations : «*ce constat (de résilience du réseau) serait vraisemblablement très différent pour des scénarios de mix énergétique avec une part de production intermittente plus importante, comme cela devrait être le cas pour des horizons de temps plus éloignés, ou pour un développement massif de PV en Europe, sans déploiement de stockage associé*»[206].

[205] Auquel cas, le fonctionnement des éoliennes devrait être interrompu. L'Allemagne devrait alors importer de France de l'électricité d'origine nucléaire pour combler le manque d'énergie dans le sud du pays.
[206] Ademe, op. cit [204], p. 14.

2 - Les STEP : seuls moyens de stockage à grande échelle, leur développement est limité

L'un des seuls moyens de stockage déployés sur le territoire français aujourd'hui sont les Stations de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique (STEP). Cette situation, générale dans le monde, traduit bien l'état actuel de maturité de ces technologies.

Tableau n° 42 État des capacités de stockage installées dans le monde en 2010

	STEP	SAEC et turbine à gaz	Batteries sodium soufre	Batteries Plomb acide	Batteries nickel-cadmium	Batteries lithium-ion	Batteries redox-flow
Puissance installée en MW	140000	477	400	45	40	45	3

Source : Cour des comptes d'après les données de l'Ademe[253]

En 2011, 5,4 GW de STEP étaient installées en France, représentant un total de 30 groupes hydrauliques pouvant faire l'objet de rénovations. En 2009, ces STEP ont restitué au réseau environ 10TWh d'énergie électrique[207].

Le gain potentiel en puissance de ces rénovations est estimé à 600 MW, soit une puissance totale de 6 GW à l'horizon 2030. Par ailleurs, un rapport[208] du ministère de l'économie et des finances de 2006 estime à 4,3 GW supplémentaires le potentiel de développement techniquement exploitable en STEP. De plus, ce même rapport pointe un potentiel d'ouvrage de pointe sous forme de STEP de 2000 MW. Selon ces différentes estimations, il apparaît raisonnable de retenir pour l'horizon 2030 un gisement de nouvelles STEP de 1 GW.

Ainsi, d'après l'Ademe, c'est donc, au total, un potentiel de 7 GW de capacité de STEP peut ainsi être retenu pour l'horizon 2030.

Utilisant l'ensemble du mix de solutions utilisables, la simulation de l'Ademe aboutit à la conclusion que subsistent cependant à cet horizon des heures de l'année durant lesquelles aucun moyen de production ou de

[207] Les barrages avec lac représentent un peu moins de 20 GW de capacité installée (et produisent actuellement de l'ordre de 40 TWh par an).
[208] « Rapports sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France », Mars 2006.

flexibilité ne serait à terme rentable pour répondre à la consommation aux heures de très forte pointe.

Il apparait ainsi clairement que les STEP sont les seules installations qui soient actuellement susceptibles de permettre un stockage de masse de l'énergie électrique. Leur développement est toutefois limité, puisque ne pouvant passer que de 5,7 à 7 GW d'ici 2030. Ces 1,3 GW de gain de puissance seraient néanmoins très insuffisants. Ils sont, en effet, quinze fois trop petits pour réaliser la compensation qui permettrait d'assurer la sécurité énergétique dans l'hypothèse où, en supposant un facteur de charge moyen de 20 %, 20 GW de nucléaire étaient remplacés par 100 GW de renouvelables.

3 - Passer à des réseaux intelligents pour adapter la demande

La gestion des tensions entre offre et demande peut également passer par une modulation de la consommation, qui peut aller de sa programmation à des moments favorables, jusqu'à son effacement avec ou sans substitution par d'autres énergies (ex. chauffage bois, etc.). Plusieurs mécanismes incitatifs ont été depuis longtemps mis en place (options tarifaires heures creuses/heures pleines[209], effacement jour de pointe (EJP), TEMPO, contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur).

L'apparition des EnR implique toutefois que ces techniques soient utilisées dans un tout autre ordre de grandeur. C'est pourquoi de nombreux espoirs sont placés dans le développement des « *smart-grids* » ou réseaux électriques intelligents. Le principe consiste à largement diffuser les informations sur les conditions de production et de consommation entre les différents acteurs d'un système énergétique (électrique, gazier). Cette évolution technologique crée une rupture, car, jusqu'à présent, l'information était unidirectionnelle et asymétrique, allant dans un seul sens : des consommateurs vers le distributeur et le producteur. Les défis scientifiques et technologiques posés par ces projets sont toutefois redoutables, en particulier en ce qui concerne l'optimisation d'un tel système, l'assemblage nécessaire de technologies qui en sont à des degrés de maturité très différents et une valorisation économique

[209] Selon RTE, la réduction de consommation des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution générée par les options EJP et Tempo s'élève globalement à 2 800 MW (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Les clauses d'effacement contractuel hors tarifs réglementés, qui concernent aujourd'hui surtout des établissements industriels très gros consommateurs offrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 1 000 MW. Enfin, le dernier appel d'offres lancé par RTE sur le mécanisme d'ajustement, lancé fin 2010, a permis de contractualiser des offres pour un volume total de 230 MW.

aujourd'hui encore incertaine. De plus, l'acceptabilité sociale de ces techniques reste encore à vérifier. En effet, le changement de paradigme qu'elles impliquent nécessite à la fois un esprit de mutualisation des consommateurs, mais aussi une intrusion de ces technologies dans leur vie[210]. Ces projets en sont toutefois encore au stade de l' « aventure technologique »[210].

C - Aller vers un coût complet

1 - Intermittence, puissance installée et stockage : aller vers un coût complet de production

Fournir de l'électricité consiste à mettre à la disposition des usagers une puissance électrique mesurée en kW dont la distribution est garantie. Sa valeur d'usage varie d'une seconde à l'autre en fonction d'un prix de l'électricité qui, tel qu'on le connaît aujourd'hui, concerne exclusivement le marché de gros. Or, les sources intermittentes d'électricité sont de leur côté, aujourd'hui rémunérées par le rachat à un prix garanti des kWh qu'elles produisent. Ce faisant, on ne tient compte ni de leur irrégularité, ni de leur imprévisibilité relative et encore moins de leurs conséquences. Ainsi, aucun lien n'est fait entre leur valeur d'usage, et leur coût de revient, ou, a fortiori, le prix garanti qui en est donné au producteur. Jusqu'à présent une telle question ne se posait guère, l'essentiel de l'électricité étant, en effet, produit à partir de sources stockables, ne pas tenir compte de la différence entre quantité d'énergie produite et puissance installée restait sans véritable conséquence dès lors que les EnR restaient une source marginale.

Ainsi, la « valeur » de l'électricité intermittente reste aujourd'hui encore, le plus souvent appréciée par référence à la « parité réseau », i.e. le coût de production et de transport de l'électricité « classique », au point ou est produite l'électricité intermittente. Or ce coût ne traduit pas correctement la valeur d'usage de celle-ci, dès lors que l'on se situe du côté de la demande et que l'on désire une fourniture en termes de puissance garantie.

Les sources classiques d'énergie sont toutes stockables et comparables : on peut mesurer leur pouvoir calorifique au moyen d'une unité commune (le Tep ou le kWh) et on connait leur coût d'obtention. Il en va tout autrement en ce qui concerne l'électricité. En effet, avant d'être mesurable en tant que quantité d'énergie, l'électricité l'est en tant que

[210] Cf. les articles sur le sujet dans « L'énergie à découvert », CNRS Editions, Paris, 2013.

puissance. Déployée pendant un certain temps, une puissance électrique (exprimée en kilowatts, kW) fournit une quantité d'énergie (exprimée en kilowattheures, kWh). Ainsi, sans perte et en fonctionnant une année en continu, un kW de puissance installée est théoriquement supposé fournir 1 kW x 365 jours x 24 heures, soit 8760 kWh.

La réalité est bien sûr très loin de vérifier un tel rendement et aucune source utilisée pour produire de l'électricité ne parvient à fonctionner ainsi à pleine charge en permanence. Le facteur de charge, rapport entre le chiffre réel d'électricité produite par une source et son montant théorique compte tenu de la puissance installée, mesure cette différence. Or, les EnR intermittentes introduisent une véritable rupture par rapport aux niveaux qui sont constatés avec les autres sources jusqu'à présent utilisées. En effet, alors que, au-delà des aléas conjoncturels, le nucléaire a un facteur de charge qui est de l'ordre d'un peu moins de 80 %, l'éolien terrestre reste, en France, très sensiblement en deçà des 20 %, le photovoltaïque étant, quant à lui, pour l'instant aux alentours de 10-13 %. Si l'hydroélectricité a un facteur de charge qui n'est que de 25 %, cette puissance est, pour l'essentiel, un stockage, commodément mobilisable et non un « fil de l'eau », un flux, qu'il faut, comme avec les EnR, absorber.

Cette situation ne peut pas ne pas influer sur l'organisation même de la production. Dès lors, en effet, que les facteurs sont, en France, de l'ordre du 1/5^{ème,} comme dans l'éolien terrestre, voire en-dessous du 1/8^{ème,} comme dans le photovoltaïque, les puissances installées ne sont plus directement comparables d'une source à l'autre. Une même production d'électricité suppose, en effet, ainsi des puissances installées très différentes selon les sources utilisées, d'autant plus importantes que leur facteur de charge est faible. Or c'est bien l'électricité in fine délivrée au réseau qui doit servir de critère directeur.

Tableau n° 43 Le facteur de charge des principales sources d'électricité, France, 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Solaire Photovoltaïque*	16%	8%	10%	11%	12%
Eolien terrestre*	10%	15%	16%	17%	18%
Hydroélectricité	26%	29%	26%	28%	21%
Nucléaire	80%	79%	78%	78%	80%

(Source : CGDD, calculs Cour des comptes.)

**Facteur de charge calculé par la Cour en moyenne annuelle, par interpolation à partir des données de fin d'année publiées par le CGDD.*

Dès lors que les EnR intermittentes fournissent –ou sont supposées être amenées à fournir- une part significative de la production d'électricité, on ne peut donc plus se limiter à comparer des puissances installées en omettant le facteur de charge. Il faut, en quelque sorte, fonctionner à l'envers et, partant de la demande appelée, tenir compte du facteur de charge pour calculer les puissances à installer pour la satisfaire. Le calcul des coûts d'investissement devrait impérativement désormais tenir compte de cette réalité.

Il le devrait d'autant plus que l'intermittence ne fait pas qu'appeler une puissance installée plus grande, fonction inverse du facteur de charge. Il ne suffit pas en effet de multiplier par 8 la puissance installée en photovoltaïque, ni par 5 celle de l'éolien terrestre, pour disposer d'une production électrique similaire à celle de 1,25 de nucléaire[211] ou de 4 d'hydroélectrique. Car si les chiffres de production de kWh peuvent ainsi être facialement identiques, demeure néanmoins une différence majeure dans la disponibilité de l'électricité produite. Par sa nature même, l'intermittence[212] oblige, en effet, soit à l'appel instantané au back up en complément de ses creux, soit au stockage pour les lisser, soit, enfin, à l'importation d'électricité[213] dès lors que le défaut de production fait courir un risque de réseau. Au-delà donc du seul surcoût lié à une puissance supplémentaire qu'il faut installer, ce sont autant d'investissements et de coûts supplémentaires ou d'accroissement du déficit extérieur qu'il faut impérativement prendre en compte dès lors que ces sources d'énergie prennent une place de plus en plus significative.

[211] Le nucléaire ayant un facteur de charge d'approximativement 0,8, il faut multiplier l'énergie souhaitée par un facteur de 1/0,8, soit 1,25, pour obtenir la puissance installée qui est nécessaire pour la produire.

[212] Ou plus exactement, l'intermittence difficilement prévisible. Pour être aussi intermittente, l'énergie marémotrice n'en est pas moins quasi parfaitement prévisible dès lors que l'on dispose de la table des marées.

[213] Ou encore, bien sûr, aussi à l'effacement de la demande. On se situe toutefois ici dans une optique de production, l'action sur la demande et son coût sont examinés infra.

La question n'est d'ailleurs pas qu'économique

Un exemple simple, qui n'a pas la prétention de représenter la réalité, en fournit l'illustration :

- *Supposons que l'on veuille disposer de 8760 MWh, soit 1 MW en permanence chaque heure tout au long de l'année*

- *Compte tenu des données constatées, il faudrait donc pour cela installer, 1,25 MW de centrale nucléaire, ou 4 MW d'hydroélectrique*

- *Si l'on prend l'éolien terrestre et que l'on veuille stocker sa production dans des STEP –seule technologie de masse aujourd'hui mature-, le calcul de la puissance requise sera rendu compliqué par le fait que le stockage a lui-même un rendement limité, en l'occurrence selon les données disponibles, de l'ordre de 60 %. Ceci conduira à encore renforcer la puissance nécessaire pour offrir continument à la demande finale 1 MW chaque heure pendant une année.*

- *Admettons que l'énergie produite par les éoliennes soit, pour une part, directement absorbée par le réseau et, pour une autre part, stockée dans des STEP avant d'être restituée à la demande. Pour un facteur de charge de 1/5 (soit 20 %), proche des réalités françaises, un calcul simple donne dans ce cas de figure un rapport de 1,47 entre l'énergie produite, lié à un rendement du stockage qui est nécessairement inférieur à un, et celle finalement délivrée au réseau. Or, ce facteur se combine et se rajoute au facteur de charge pré évoqué, qui est celui de la seule production des éoliennes. Appliqué au photovoltaïque solaire, un calcul similaire donne, avec un facteur de charge de 1/8ème, un rapport de 1,54.*

Ainsi dès lors que, parce que la finalité est bien la délivrance d'une quantité donnée, permanente et stable d'électricité, la production des EnR intermittentes doit être comprise comme un système complet de production/stockage/réseau. Les données – tant physiques qu'économiques - en sont alors très profondément transformées.

Pour poursuivre l'exemple déjà utilisé, - qui n'a d'autre visée qu'illustrative -, pour obtenir 1 MW en continu et en permanence toute l'année, il faut installer :

- *1,25 MW dans le nucléaire*
- *4 MW dans l'hydroélectrique*
- *Mais 5 x 1,47 = 7,35 MW dans l'éolien terrestre, auxquels doivent être de surcroît ajoutés les installations de stockage correspondantes et le réseau adapté.*

- *Et 8 x 1,54 = 12,32 MW pour le photovoltaïque,*

auxquels il faut là aussi rajouter le stockage et le réseau adapté.

Du fait des conséquences multiples et importantes qu'entraîne leur intermittence, le calcul économique doit cesser de ne considérer que le seul coût de production des EnR. Il doit prendre en compte un ensemble qui inclut l'opération de stockage, qui, elle-même, du fait de son rendement, rétroagit sur la puissance installée.

2 - Connexion au réseau et compensation : les « coûts systémiques »

Faute d'une capacité de stockage, l'introduction d'une part sans cesse croissante d'une production intermittente dans les réseaux exige des débouchés instantanés sur le marché. Cela d'autant plus qu'elle est érigée en obligation d'achat. C'est pourquoi, « *la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence* »[214]. Le raccordement à grande échelle de sources beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment) va poser de ce fait des problèmes inédits. Les EnR sont en effet des énergies qui nécessitent de savoir bien les stocker et les distribuer, ce qui n'est pas le cas actuellement. Aujourd'hui, la production intermittente injecte dans les réseaux une électricité aux caractéristiques fluctuantes dont personne ne connaît la valeur. De ce fait, la rentabilité des solutions de back-up et de stockage est difficile à évaluer et leur modèle économique aujourd'hui très profondément déstabilisé, alors même qu'elles ont un caractère indispensable.

Une étude de l'OCDE - AEN[215] a estimé les coûts « systémiques » des systèmes électriques de quelques pays de l'OCDE. Ces coûts y sont définis comme l'ensemble des coûts au-delà des coûts de production aux bornes de la centrale permettant de fournir de l'électricité à une charge et un niveau de sécurité d'approvisionnement donnés. Les coûts environnementaux et les impacts sur la sécurité d'approvisionnement, qui sont également des coûts systémiques, ne sont pas pris en compte dans l'étude, ni même le stockage durable. Seuls donc les coûts relatifs à un stockage limité de rééquilibrage et de compensation (par des condensateurs) ainsi qu'à la connexion au réseau et à sa réorganisation y sont pris en compte.

---

[214] G. Bellec, "Avant-propos", « Responsabilité et environnement », Annales des Mines, n° 69, janvier 2013.

[215] « Energies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone » (2012), OCDE / AEN (Agence pour l'énergie nucléaire).

Ces « coûts systémiques au niveau du réseau », qui représentent les coûts actuels ou à venir pour les producteurs, les consommateurs, les contribuables ou les exploitants de réseau, peuvent être globalement divisés en deux catégories. Les premiers correspondent aux coûts des investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités. On rappellera qu'en Allemagne le coût d'extension et de renforcement des réseaux est estimé à quelque 45Md€ à l'horizon 2020, soit un investissement de l'ordre de 900 €/kW de photovoltaïque et d'éolien terrestre ou offshore installé[216].

Les seconds correspondent aux coûts supplémentaires pour l'équilibrage à court terme de la production et de la demande.

L'étude de l'OCDE montre que si les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et constants, ils sont, en revanche, considérablement plus élevés, de l'ordre d'au moins un facteur 10, pour les sources intermittentes, notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque[217].

Ces coûts systémiques sont, de surcroît, fonction croissante du taux de pénétration de celles-ci dans le mix électrique. Une actualisation récente[218] fait d'ailleurs état de chiffres similaires pour des taux de pénétration de 10%, mais nettement plus importants pour un taux de 30%, ce qui témoignerait d'une forte sensibilité des « coûts systémiques » au taux de pénétration. Ce qui est par ailleurs confirmé par l'étude précitée de l'Université de Stuttgart : « *plus la part des EnR est importante, plus le coût du transport et de la distribution constitue une part croissante des coûts de l'offre d'électricité* ».

[216] W. Wiesmeth, R. Barth, A. Voth, "Cost supply curves of renewable electricity in Germany", Institute of energy and the rationale use of energy, University of Stuttgart, IRENA-ETSAP joint session, 17 juin 2013, Paris.
[217] Sur ce sujet, cf. aussi, F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, « System LCOE : what are the costs of variable renewables?", Postdam Insttute for climate impact research, 32th international energy workshop, Paris, juin 2013.
[218] J. H. Keppler, M. Cometto, "Short term an long term system effects of intermittent renewables on nuclear energy and the electricity mix",OCDE/NEA nuclear development division, Université Paris-Dauphine, 31 janvier 2013.

Tableau n° 44 Estimation des coûts systémiques au niveau du réseau en France (en USD / MWh)

Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien terrestre		Eolien offshore		Solaire	
Niveau de pénétration	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Coûts de réserve (adéquation)	0	0	0,08	0,08	0,08	0	8,14	8,67	8,14	8,67	19,4	19,81
Coûts de rééquilibrage	0,28	0,27	0	0	0	0	1,9	5,01	1,9	5,01	1,9	5,01
Connexion au réseau	1,78	1,78	0,93	0,93	0,54	0,54	6,93	6,93	18,64	18,64	15,97	15,97
Renforcement et extension du réseau	0	0	0	0	0	0	3,5	3,5	2,15	2,15	5,77	5,77
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	**2,07**	**2,05**	**1,01**	**1,01**	**0,54**	**0,54**	**20,47**	**24,1**	**30,83**	**34,47**	**43,03**	**46,55**

Source : OCDE – AEN (Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone, 2012)

Tous les éléments à disposition concourent donc à démontrer que, au-delà du coût direct de production, qui est aujourd'hui seul pris en compte, l'intermittence a un coût spécifique très significatif et qu'il est croissant en fonction de la part prise par les EnR dans le mix électrique.

Force est donc de constater que la prise en compte de ses différents éléments : stockage durable et surcroît de puissance installée qui est ainsi nécessaire, connexion au réseau et compensation, n'est pas actuellement réalisée ni, a fortiori, prise en compte dans les choix[219]. Cette remarque qui vise à aller vers des coûts complets et systémiques est d'ailleurs d'ordre général, elle vaut pour l'ensemble des sources et pas seulement les EnR.

Peu dommageable quand les EnR demeurent marginales dans le mix énergétique, cette omission devient cruciale dès lors que cette place peu à peu s'affirme. Elle est, de ce fait, devenue indispensable. Elle conduira, d'abord, à mieux évaluer d'une part, l'ampleur des investissements nécessaires, et qui ne consistent pas seulement, loin de là, en les seules installations de production, et, d'autre part, des surcoûts de l'énergie que cela entraîne et qu'il faudra, in fine, faire supporter au consommateur ou au contribuable. Elle amènera, ensuite, à mieux hiérarchiser les priorités, puisque le choix entre les différentes sources d'énergie à utiliser pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Choix plus rationnel, enfin, dans l'organisation et l'équilibre entre les deux principaux types de moyens à mobiliser pour aller vers une économie décarbonée : le développement des énergies renouvelables, une efficacité, sinon une sobriété, énergétique accrue.

II - Défis technologiques et physiques

A - De nombreux paris technologiques à assumer

Tous les scénarios qui visent à atteindre le facteur 4 reposent sur des paris technologiques, supposés à terme surmontés. Une certaine prudence doit ici s'imposer. Le domaine de l'énergie est, en effet, central pour notre civilisation ; il engage des investissements massifs, a des conséquences structurantes à très long terme et implique l'ensemble des citoyens, tous consommateurs et bientôt pour certains peut-être

[219] L'ADEME a indiqué avoir lancé l'étude d'un scénario d'approvisionnement 80-100% EnR électrique en France pour déterminer les réponses à l'ensemble des questions soulevées (variabilité, disponibilité en puissance, « back-up », stockage, interconnexion, effacement, baisse des consommations, adaptation des consommations à la production, etc.) par la gestion de l'intermittence.

producteurs. Aussi, a-t-il paru nécessaire de faire le point sur quelques technologies, sur lesquelles reposent les scénarios d'ingénieurs mentionnés plus haut et, parfois, des décisions difficilement réversibles, comme en Allemagne.

1 - L'hydrogène : une solution séduisante mais non encore démontrée pour le stockage de masse

Ainsi que l'Académie des sciences le décrit dans son rapport[220] de 2012, l'une des possibilités les plus séduisantes de stockage est la transformation de l'énergie solaire en hydrogène, H_2, un combustible avec une forte densité énergétique massique (34 kWh/kg ou 130 MJ/kg, soit 2,7 fois plus que le pétrole) et propre (son oxydation qui restitue l'énergie stockée ne produit que de l'eau), même si son état gazeux, à température et pression ambiantes, rend son stockage et son transport difficiles.

Si la molécule d'hydrogène H_2 existe à la surface de la Terre, elle est distribuée de façon diffuse dans les roches, où elle est a été créée par des processus de réduction de l'eau par le fer qui y est présent. Mais, de façon générale, les atomes d'hydrogène H sont sur Terre associés à d'autres atomes (oxygène dans l'eau ; carbone dans le méthane ; etc.). Les molécules de la biomasse sont aussi riches en atomes d'hydrogène. H_2 doit être produit à partir des molécules hydrogénées disponibles, la plus intéressante étant l'eau, abondante et bon marché, même si aujourd'hui c'est par transformation du méthane et des hydrocarbures que l'hydrogène est produit à l'échelle industrielle. Comme l'eau est une molécule très stable, il faut apporter de l'énergie pour la « casser » en molécules d'hydrogène H_2 et d'oxygène O_2. La technologie la plus adaptée pour réaliser cette réaction est l'électrolyse de l'eau, qui utilise de l'énergie électrique comme source d'énergie dans des électrolyseurs qui sont des dispositifs (électrolyse alcaline, électrolyse à haute température ou électrolyse à membranes polymères échangeuses d'ions-PEM).

De nombreux projets à travers le monde se sont déjà attachées à la mise au point de nouvelles technologies de stockage et de transport de l'hydrogène, notamment dans le transport (voitures à hydrogène). Des techniques de stockage de l'électricité par dissociation de l'eau ou du CO_2 sont actuellement à l'étude chez GDF Suez, Areva, Solvay-Rhodia, le CEA ou L'Air Liquide et dans les pays voisins, chez E.ON, DONG Energy, ou Siemens.

---

[220] « La recherche scientifique face aux défis de l'énergie », Comité de prospective en énergie »de l'Académie des sciences, Rapport adopté en séance plénière le 25 septembre 2012.

Il s'agirait d'utiliser l'énergie excédentaire fournie par les moyens intermittents pour fabriquer de l'hydrogène et, soit le stocker avant de le reconvertir en électricité via une pile à combustible, soit l'injecter directement dans le réseau gazier. Le rapport « Energie 2050 » [221] a en 2012 fait une analyse succincte des possibilités de cette technologie, comme d'ailleurs l'Académie des sciences[220].

La transformation des kWh (électriques) en hydrogène par électrolyse alcaline a un rendement aujourd'hui de 60 % environ, peut-être 70 % en 2020. En admettant que l'injection directe de l'hydrogène dans l'infrastructure gazière soit possible[222], la reconversion de cet hydrogène en kWh implique également des pertes de 50 % environ. En effet, les meilleurs CCGT ont actuellement un rendement de 60 %, mais qui risque d'être dégradé en présence d'hydrogène[223]. Il convient également de comptabiliser les pertes dues à l'exploitation (compresseurs et pompes divers) et sur les réseaux électriques. Le rendement global pourrait ainsi être proche de 30 %.

En l'état actuel des techniques, les électrolyseurs doivent fonctionner en continu, afin d'assurer la pureté des gaz récupérés, ce qui exclut a priori leur utilisation pour absorber les excédents de production éolienne et solaire. Si toutefois, cela devenait techniquement possible, ces matériels sont d'un coût très important, ce qui les rend inadaptés économiquement. En effet, si le but est le stockage de l'énergie intermittente non consommée, les éoliennes ayant une production annuelle de 2100 heures et le solaire PV de 800 à 1200 heures suivant les régions, ces électrolyseurs ne fonctionneront que quelques centaines d'heures par an, ce qui les rentabilise très mal. Un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de dix voire cent fois supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros, cela même si les coûts baissaient dans l'avenir, certains industriels évoquant à cet égard a possibilité des montants inférieurs à 660 €/kW pour des électrolyseurs de grande taille (supérieure à 100 MW).

Le travail déjà mentionné de MM. Flocard et Perves[201] réalisé spécifiquement pour l'énergie éolienne met ainsi en avant que les pointes d'émission des EnR sont trop peu fréquentes pour qu'il soit rentable de les stocker, ce qui pour eux doit conduire à négliger la production au-dessus des 2/3 de la capacité. Ils concluent que seulement 4% de la

[221] Energie 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, Centre d'analyse stratégique, 2012, p.139.
[222] Des recherches ont démontré la capacité des ouvrages existants à accepter un taux d'hydrogène jusqu'à 10 voire 20 %. Cependant, cela nécessite une maitrise de la dilution et peut poser des difficultés de maintien de la qualité du gaz.
[223] Le PCI de l'hydrogène est inférieur à celui du méthane.

production pourrait être récupérée après stockage et que la voie hydrogène aurait un meilleur rendement si ce combustible rejoignait une filière chaleur, par exemple par injection de l'hydrogène dans un réseau de gaz.

Le rapport de l'Académie des sciences[220] met quant à lui en avant un autre verrou, majeur mais : « *il n'y a pas de futur pour une économie à hydrogène si on ne résout pas les problèmes de catalyseurs. En effet, les électrolyseurs et les piles à combustibles nécessitent la présence de catalyseurs à base de métaux nobles pour accélérer les réactions aux électrodes.[…] En fait, le problème va bien au-delà du simple coût du dispositif engendré par la présence de ces catalyseurs. En effet, compte tenu de la rareté des métaux nobles, il n'y en a tout simplement pas assez sur la planète...*»

La voie hydrogène de stockage est donc en l'état actuel encore problématique : temps de fonctionnement limité, variabilité considérable des pics de production éolienne, investissement important pour un taux d'usage faible, incertitude sur les performances des processus de transformation de l'hydrogène stocké en électricité et importante perte de l'énergie électrique.

2 - La méthanation pour le stockage et la fabrication de carburants synthétiques : une piste qui reste à démontrer

Pour s'affranchir des contraintes précédentes, la méthanation[224], ou conversion catalytique directe du CO_2, consiste à réduire du CO_2 (par exemple celui des usines grandes émettrices) grâce à l'hydrogène, pour produire du méthane de synthèse.

Ce scénario qui présente de nombreux avantages n'a pas été pris en compte par l'Ademe dans sa prospective 2030-2050. Il l'est par contre dans le scénario Negawatt.

Dans son analyse de la stratégie allemande de l'*Energiewende* et de la première mise en œuvre d'un pilote de méthanation à Stuttgart[225], la revue Nature[226] reconnait qu'il s'agit d'une technologie encore immature, coûteuse et limitée à 50 % de rendement énergétique. En dépit de ces difficultés, certains envisagent en Allemagne que cette technologie puisse dans le futur permettre de stocker 500 TWh, soit plus de 6 mois de

[224] Dénommé en anglais P2G pour power-to-gas, A ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.
[225] d'une capacité de 250 kW d'électrolyse et d'un coût de 3,5 M€.
[226] « Germany's Energy Gamble », Nature, vol. 496, pp.156-158, 11 April 2013.

production électrique. Un autre avantage de la méthode est que le méthane peut aussi être utilisé pour le chauffage ou le transport. Le constructeur Audi construit actuellement le premier pilote commercial à Werlte, en Allemagne du Nord. D'une capacité de 6MW, cette usine devrait produire journellement 4 000 m^3 de méthane synthétique. Cette approche permettrait d'améliorer une décroissance des émissions des transports, domaine où l'Allemagne est en retard.

Ainsi, pour des raisons tant techniques qu'économiques, les procédés de stockage via le méthane et même l'hydrogène semblent encore loin de la maturité. L'électrolyse étant un procédé déjà ancien, d'importantes ruptures technologiques apparaissent nécessaires avant qu'elle puisse être déployée à grande échelle.

B - Des contraintes physiques

1 - La biomasse : une source limitée par le faible rendement et les surfaces disponibles

Grâce au processus de la photosynthèse, le monde vivant, -les végétaux et certaines bactéries-, utilise en permanence le soleil pour transformer l'eau et le dioxyde de carbone en molécules à haute valeur énergétique, que l'on retrouve dans la biomasse. Ce qui est remarquable, c'est que ces systèmes utilisent comme catalyseurs des métaux abondants, tels le manganèse, le nickel ou le fer, et non des métaux nobles, comme le platine, indispensable pour l'électrolyse de l'eau. Toutefois, si le processus de photosynthèse peut théoriquement se faire avec des rendements de 10 %, en réalité les organismes vivants fonctionnent avec des rendements qui ne dépassent pas 1 à 2 %. La figure[227] ci-dessous illustre, de manière approchée, le faible rendement de différentes filières énergétiques renouvelables, la biomasse (bois, biogaz, biocarburants, etc…) ayant dans les rendements les plus faibles.

[227] Reproduit de "AGROCARBURANTS ET ENVIRONNEMENT", Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire (10 décembre 2008).

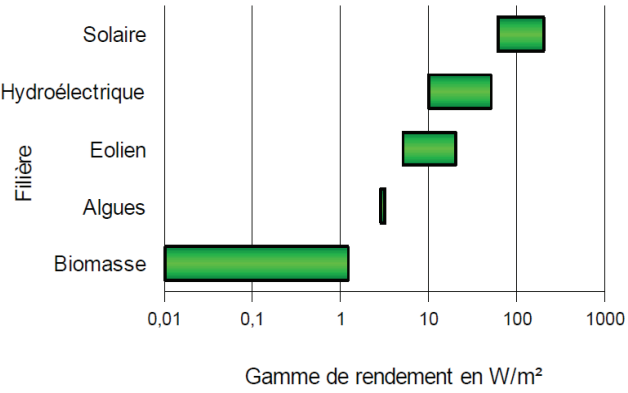


Figure 77. Ordre de grandeur des rendements surfaciques de différentes filières énergétiques renouvelables (Source : MEDDE[227])

Une des limitations majeure de cette technologie est ainsi la compétition pour les terres, en particulier la concurrence avec les productions à usage alimentaire. Mais il est vrai que la France dispose de potentialités considérables de terres et de forêts par rapport à ses voisins européens.

2 - Le bois pour la chaleur

Élément quasi-exclusif de notre alimentation (les animaux qui constituent notre nourriture sont majoritairement herbivores), les biomasses végétales terrestres jouent un rôle important sur trois registres : les matériaux issus de la biomasse et leurs usages variés, y compris alimentaires, le stockage de carbone par échanges avec l'atmosphère et, enfin, les usages énergétiques.

Historiquement le bois a été le premier combustible de l'humanité. Parmi les énergies renouvelables, c'est encore la biomasse qui domine dans le monde : en 2010 sur un total d'énergie primaire de 12,7 Mtep, 13,3 % étaient des énergies renouvelables dont une proportion de 10 % provenait du bois.

À ce titre, avec 16,1 millions d'hectares, en France métropolitaine, la forêt (troisième forêt d'Europe, derrière la Suède et la Finlande) constitue un atout, majeur, d'autant qu'elle connaît une extension continue depuis la deuxième moitié du XIX^{ème} siècle (la forêt couvrait environ 9 millions d'hectares en 1830). Cependant, la valorisation de cet atout a toujours été problématique, du fait notamment du morcellement de la propriété de la forêt.

Le constat d'une sous-exploitation de la forêt française est récurrent depuis trente ans. Le premier rapport sur le sujet en 1978 (rapport Meo-Bétolaud) préconisait une augmentation de 12 Mm^3 dans les dix ans. Il a été suivi par les rapports Duroure en 1982, Bianco en 1998, Juillot en 2003, puis Puech en 2009, qui vise à nouveau à augmenter la récolte annuelle de 12 puis 21 Mm^3 à horizon 2020.

La Cour a été saisie par l'Assemblée nationale d'une demande d'évaluation des soutiens à la filière française du bois, ce qui pourrait donner lieu à une publication dans le courant de l'année 2014.

3 - Les biocarburants : un exemple d'une « bonne solution » pouvant se révéler négative dans les faits

Les biocarburants sont l'exemple-type des solutions qui étaient initialement reconnues comme idéales pour faire baisser les émissions de CO_2 des transports. Après vingt années de développements, elles sont désormais suspectées d'avoir un impact négatif en termes environnementaux. La Cour a publié un rapport très complet sur ce sujet en 2012[228]. Ses conclusions mettaient en doute le caractère aussi bénéfique que prétendu initialement des biocarburants dits de première génération, c'est-à-dire ceux fabriqués à partir des végétaux servant à l'alimentation humaine ou animale, en termes de réduction des émissions de CO_2.

Le problème majeur qui n'avait pas été pris en compte est celui du changement indirect d'affectation des sols : toute surface utilisée pour produire des biocarburants expulse sur de nouvelles terres, en particulier des forêts, la culture alimentaire qui s'y trouvait précédemment. Le bilan carbone d'ensemble peut ainsi s'avérer déficitaire. L'Union Européenne est ainsi actuellement en débat pour reconsidérer les objectifs d'incorporation de biocarburants et les avantages fiscaux ou de subventions accordés.

C'est pourquoi, les développements actuels portent sur les biocarburants dits de deuxième génération, produits à partir de végétaux non cultivés, de plantes poussant sur des zones arides ou surtout de bois. Les biocarburants de troisième génération quant à eux sont fabriqués à partir d'algues marines. Les espoirs sont grands et les recherches significatives au plan mondial. En France elles sont financées à partir des investissements d'avenir.

---

[228] Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique d'aides aux biocarburants*. La Documentation française, janvier 2012, janvier 2012, 267 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Toutefois, la commercialisation de ces produits à grande échelle est encore très aléatoire. Leur caractère réellement positif pour l'environnement reste à démontrer, une fois les problèmes de collecte résolus, et leur rentabilité économique à prouver. Enfin, comme le montre la Figure 77, il s'agira toujours d'une méthode qui restera très inefficace en termes d'utilisation des sols et des surfaces en général. Comme le soutient le prix Nobel de chimie Harmut Michel[229], il est plus efficace d'utiliser la biomasse pour le chauffage et la production d'électricité que de l'utiliser pour les transports. Il serait encore plus efficace d'augmenter la surface des forêts pour piéger le carbone. Les effets d'une collecte intensive, qui prélèverait l'ensemble des résidus organiques restant habituellement sur les sols et ainsi les appauvrirait, restent en effet encore à déterminer.

4 - Le biogaz : des espoirs, mais beaucoup reste à démontrer

Sur le sujet du biogaz, l'exemple de L'*Energiewende* est instructif à analyser. La transition allemande fait jouer un rôle majeur au gaz (gaz naturel et biogaz) ; son développement permet, en effet, tant de partiellement compenser l'arrêt du nucléaire, que d'assurer un « back up » à l'intermittence des EnR. Ce rôle du gaz dans le système allemand est donc important, que le méthane soit importé de Russie, issu des ressources européennes de gaz de roche-mère ou qu'il s'agisse de biogaz[230].

Toutefois en 2012, la biomasse, c'est-à-dire dans ce cas principalement le biogaz, ne représente encore que 9,1 GW alors que dans la perspective 2050, les textes allemands attribuent au biogaz un rôle central d'adaptation de la production à la demande, ce qui supposerait une puissance installée de l'ordre de 60 GW.

Certes, les installations de production d'électricité sont les mêmes quelle que soit la source de méthane, conventionnel, non conventionnel ou bio généré. Mais la génération biologique de ce gaz, par des procédés qui n'utilisent pas les productions agricoles, est loin d'être industriellement disponible. Actuellement, une grande partie du bio méthane produit en Allemagne l'est à partir de la culture de maïs, ce qui, revenant au problème des biocarburants mentionnés ci-dessus, risque de donner un bilan environnemental au mieux nul. En dehors des questions

[229] « The Nonsense of Biofuels », Angew. Chem. Int. Ed. 2012, 51, 2516 – 2518.

[230] Fin 2012, le prix du gaz en Europe (12 $ /MBTU) était environ 4 fois supérieur au prix sous-évalué américain (3 $/MBTU). Le marché spot alimenté par le GNL était entre les deux (8 $/ MBTU). Le biogaz allemand de première génération était lui trois à quatre fois plus cher que le GNL.

économiques, la capacité de produire de telles quantités de bio méthane sur le territoire allemand n'est pas démontrée : le mix méthane en Allemagne est susceptible de fluctuer suivant des facteurs extérieurs variés.

III - Energie : produire mieux, améliorer les usages

A - Des changements de comportement pour des économies d'énergie

Considérant que ce n'est pas la production d'énergie qui constitue le facteur véritablement limitant de long terme, toutes les stratégies de réduction des GES, reposent sur une perspective de réduction drastique de la consommation d'énergie. Ainsi, pour ne prendre qu'un exemple récent, la vision 2030-2050 de l'ADEME s'appuie sur une réduction de la consommation d'énergie qui passerait de 151Mtep en 2010 à 123 Mtep en 2030 (-18 %) et à 82 Mtep en 2050 (- 47 %), réduction d'autant plus massive qu'elle s'opérerait dans un contexte de croissance démographique. De telles économies d'énergie supposent néanmoins de profonds changements dans les comportements, dont il faut interroger les conditions de possibilité.

1 - Bâtiment : abandon de la préférence pour l'habitat individuel et hausse massive du télétravail

À l'horizon 2030, le scénario de l'ADEME suppose avant tout une réduction de la consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment (54 % du total des économies d'énergies). Cette trajectoire d'économies dans le bâtiment n'implique pas nécessairement de rupture comportementale, mais elle s'appuie sur des hypothèses extrêmement volontaristes de volume de travaux de rénovation thermique.

À l'horizon 2050, l'ADEME combine des hypothèses volontaristes à des changements forts de comportements. Pour atteindre le "facteur 4", elle prévoit que l'ensemble des bâtiments construits avant 2020 auront été rénovés, afin que la consommation moyenne des logements passe de 191 $kWh_{ef}/m^2/an$ en 2010 à 75 $kWh_{ef}/m^2/an$ en 2050. Compte tenu du rythme de rénovation retenu pour la période 2012-2030, il faudrait ainsi entreprendre la rénovation de 18 millions de logements, soit un rythme encore accéléré de 900 000 rénovations par an.

Par ailleurs, le scénario postule deux changements radicaux de comportement : une inversion de la composition du parc de logements (la part des maisons individuelles passerait de 60 % aujourd'hui à 40 % en 2050) et une réduction de 20 % de la surface de bureaux par employé. La première tendance va à l'encontre de la préférence collective des Français depuis plusieurs dizaines d'années pour les maisons individuelles. La seconde tendance est une rupture dont le caractère réaliste ou non n'est pas discuté dans les documents de l'ADEME. Elle nécessiterait un fort développement du télétravail. Or, le scénario de l'ADEME ne semble pas incorporer l'augmentation moyenne de la surface des logements, pour y systématiser les zones de bureaux, que rendrait nécessaire cette hausse massive du télétravail.

2 - Agriculture : une utilisation différente des sols, s'alimenter autrement

a) Se concentrer sur les émissions des terres liées aux activités humaines

Depuis la mise en œuvre du PEC, les émissions de gaz à effet de serre des terres ont été prises en compte dans deux secteurs distincts : celui de l'« Agriculture » et celui de l'« Utilisation des terres, leurs changements et la forêt » (UTCF). Le premier traite des émissions des sols liées à la fertilisation, à l'élevage et au travail du sol, le second appréhende quant à lui la question du carbone depuis la biomasse jusqu'à la matière organique des sols.

Le secteur UTCF est traditionnellement traité à part dans les inventaires nationaux d'émissions et ses émissions ne sont pas comptabilisées dans les objectifs de réduction des émissions de GES de 20 %. Toutefois, l'Union européenne a fixé de nouvelles règles[231] de comptabilisation, destinées à faciliter son intégration aux engagements globaux. Cette décision instaure l'obligation pour les États membres de communiquer des informations sur leurs actions dans ce secteur, en vue de limiter ou de réduire les émissions et de maintenir ou de renforcer les absorptions. Ces informations devront concerner, à compter de 2013, le boisement, reboisement et déboisement, la gestion des forêts, la gestion des terres cultivées et celle des pâturages.

[231] Décision de UE n° 529/2013 du 21 mai 2013 relative aux règles comptables concernant les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre résultant des activités liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie et aux informations concernant les actions liées à ces activités.

Cette orientation européenne est structurante pour la France dans la mesure où la forêt y couvre près de 24 millions d'hectares (16 en métropole et 8 en Guyane). Elle devrait donc conduire à une approche intégrée de la politique agricole et forestière.

Cette perspective devrait entraîner un changement radical de la politique dans le secteur agricole. Ainsi les mesures principales devront-elles se concentrer sur le cœur des émissions (méthane et azote) et la politique agricole de réduction des GES aura impérativement à se préoccuper de la question centrale de l'utilisation des sols. C'est autour de cette notion, qui implique de fixer des règles plus contraignantes de gestion des prairies, que les réflexions systémiques à engager pour l'agriculture et le secteur UTCF devront donc désormais s'organiser. Ainsi, la bonne gestion du puits forestier français permettra-t-elle de mieux répondre à l'objectif du facteur 4.

Par ailleurs, la mise en œuvre par les autorités française d'une politique globale de l'agriculture, de la forêt et des sols contribuerait au respect de l'engagement national de réduction des émissions de GES, tout en permettant d'exercer des contraintes moins fortes sur les autres secteurs, comme le bâtiment ou les transports. Ceci permettrait donc une meilleure répartition de l'effort entre les secteurs concernés par la décision « partage de l'effort » de réduction des GES.

Enfin, le développement d'une politique globale permettrait d'établir une stratégie volontaire en matière de biomasse, ce qui pourrait peser sur la réalisation d'un autre objectif du PEC, le développement des EnR. En effet, un recours accru à la biomasse et au bois-énergie, pourrait permettre de réduire l'utilisation des énergies fossiles ; encore conviendra-t-il alors que soit aussi prise en compte la question des conflits d'usages, qui nécessite de penser l'utilisation du bois dans le respect de ses capacités globales d'absorption de carbone.

b) Une modification significative du modèle alimentaire est à envisager et rendre acceptable

Dans son document de prospective « vision 2030 et 2050 », l'ADEME se base sur une hypothèse forte d'un lien direct entre l'évolution des régimes alimentaires de la population française et son agriculture. Agir sur les modes alimentaires et de consommation a un impact direct sur l'agriculture et les industries agro-alimentaires et donc sur les émissions de GES de ce secteur économique.

Pour 2030, l'ADEME se fonde sur une analyse tendancielle et prend plusieurs hypothèses :

En matière alimentaire, la vision 2030 suppose :

- Une diminution de la valeur calorique journalière de 3500 kcal/jour à 2700 kcal/jour,
- Une diminution des aliments à fort impact carbone dans nos assiettes : viande, œufs, poissons.
- Une évolution forte de nos modes de consommation alimentaire avec la baisse des pertes évitables, du gaspillage alimentaire, le développement des circuits courts, de la consommation de saison et de l'autonomie territoriale là où elle est réalisable.

Quant aux modes de production, la vision 2030 repose sur un fort développement des systèmes agro-écologiques à bas niveaux d'intrants, de l'agroforesterie et sur un fort ralentissement du processus d'artificialisation des sols.

Pour 2050, l'analyse de l'ADEME fixe des objectifs finaux encore plus ambitieux, indispensables pour que l'objectif « facteur 4 » soit atteint. Elle suppose, par exemple, une agriculture conventionnelle réduite à 10 % des modes de production.

De telles perspectives rencontrent deux ordres de difficultés. S'agissant des agriculteurs, les changements attendus devraient conduire à un effort d'investissement très important dans un secteur économique pourtant déjà tendu. Quant aux consommateurs, le changement de contenu assez drastique de la ration alimentaire qui est postulé supposera de veiller à son acceptabilité. Le levier identifié dans ce domaine reste le lien entre régime alimentaire et préoccupations de santé et de qualité des produits.

B - Transports : réduire les mobilités ?

Outre qu'il est un élément majeur de consommation d'énergie carbonée et d'émission de CO_2, le secteur des transports présente la difficulté d'être parcellisé en de multiples sous-secteurs distincts, aux logiques différentes, et d'être diffus c'est-à-dire de descendre au niveau quasi individuel des usagers, chacun ayant sa motivation propre et des moyens de mobilité spécifiques. En outre, depuis la première révolution industrielle, la mobilité et la vitesse de déplacement ont quasiment crû comme le PIB[232], leur élasticité constatée étant pratiquement de l'ordre de l'unité. Rompre ce lien entre PIB et mobilité, comme transformer les

[232] Y. Crozet et al, "*Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France*", Transport Policy (2012).

usages de déplacement, sera sans doute une politique extrêmement difficile à mettre en œuvre.

1 - Augmentation du trafic et forte dépendance aux combustibles fossiles : le défi des transports pour le climat

Comme il a été vu plus haut, les transports, au premier rang en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers (dont ils sont dépendants à 96%), sont le secteur qui émet aussi le plus de CO_2. C'est en partie une conséquence de leur très faible électrification par rapport aux autres secteurs. Mais, ils sont aussi celui où la décroissance des émissions de CO_2 apparaît la plus faible[233].

En fait, la croissance relative des transports dans le bilan carbone du pays est largement liée à la croissance relative de l'activité de transport, plutôt qu'à une augmentation des consommations kilométriques[234]. Les émissions de CO_2 dues aux usagers de la route sont passées de 111 Mt en 1990 à 127 en 2000 et 121 en 2011, soit une augmentation de 9 % en 20 ans et représentent à elles seules 34,6 % des émissions totales[235]. Dans le même temps, les circulations de véhicules légers (voitures et utilitaires légers) ont crû de 32 %, celles des poids lourds de 28 %, et les tonnes-km transportées sur le territoire de 61 %. Les progrès en termes d'émissions par rapport au service rendu sont donc significatifs, et plus importants d'ailleurs dans le transport de marchandises, où se cumulent progrès technologique sur les moteurs et meilleures organisations logistiques. Il n'en va pas de même pour la voiture, pour laquelle le progrès technologique existe, mais n'est pas accompagné de progrès logistiques permettant un meilleur remplissage des véhicules (covoiturage par exemple). Le véhicule individuel domine le paysage et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

---

[233] Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le PEC ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

[234] La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA.

[235] Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total.

Tableau n° 45 Répartition des flux de voyageurs en 2010

	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	76%	84%	68%
Transport Collectif (bus, car)	6%	7%	8%
Transport collectif (fer, tram)	8%	7%	24%
Vélo	4%	1%	0%
Deux-roues motorisés	6%	1%	0%

Source : Ademe, Vision 2030-2050

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé[236] comme objectif d'ici 2030, de réduire les émissions de GES des transports à 20 % en dessous de leur niveau de 2008, et a appelé à une réduction de 60 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Aucun pays n'ayant encore réussi à améliorer notablement les émissions dans le secteur des transports, il paraît utile d'analyser les facteurs pertinents.

2 - Une analyse à partir de la décomposition des facteurs d'évolution des pressions environnementales[237]

a) La décomposition des émissions de CO_2

Le niveau des émissions de CO_2 liée aux différents modes de transport dépend de différents facteurs liés à l'énergie utilisée, aux distances parcourues, au nombre de personne par véhicule, etc. On peut analyser les émissions comme le résultat cumulé de cinq facteurs :

1. La taille de la population,
2. Le contenu en CO_2 des carburants
3. La consommation moyenne d'énergie par distance parcourue
4. L'occupation moyenne du moyen de transport

[236] « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

[237] Cette analyse est détaillée en annexe V.

5. L'importance de la mobilité individuelle

En remplaçant les voyageurs par des tonnes de marchandise, cette formulation est tout aussi pertinente pour le fret

Il suffit alors, par exemple, que chacun des quatre facteurs, de (2) à (5), diminue de seulement 30 % pour, qu'à travers leur produit, les émissions de CO_2 soient réduites d'un facteur 4. Ces mêmes différents facteurs peuvent ainsi permettre de déterminer les leviers des politiques :

Facteur	(2)	(3)	(4)	(5)
Politique associée	- diminuer la quantité de CO_2 par tep utilisée i.e. décarboniser l'énergie : biocarburants, biogaz, voiture électrique, etc.	- réduire la consommation d'énergie utilisée par distance parcourue par le véhicule pendant une année (ou un jour) : amélioration des motorisations[238], mieux utiliser les réseaux afin d'éviter les surconsommations (embouteillages, vitesse[239], etc.)	- augmenter le nombre de voyageurs par moyen unitaire de transport, représentée par ce facteur : covoiturage, transferts vers les transports en commun, etc.	- diminuer la distance parcourue par personne dans une année (ou un jour), i.e. réduire le besoin de mobilité et agir directement sur la « demande de transport », c'est-à-dire les distances parcourus par les personnes et par les biens.

3 - Les transports dans la vision 2030-2050 de l'Ademe : peu d'effets d'ici 2030, des hypothèses peu crédibles pour 2050

a) Pour 2030, les principaux déterminants seraient :

- maintien de la mobilité individuelle et stagnation des trafics à leurs niveaux de 2010.
- report modal du véhicule particulier vers les services de mobilité (soit réalisés par les citoyens eux-mêmes, soit réalisées

[238] Par exemple, l'amélioration des moteurs à essence menant à une consommation de 2 litres /100 km apparaît comme un objectif sans incidence sur les finances publiques et atteignable à moyen terme en tenant compte du temps de renouvellement du parc (cf. Scénarios ANCRE avril 2013).

[239] La diminution des vitesses aurait toutefois un effet négatif sur le bilan socio-économique et est donc à analyser au cas par cas.

par un opérateur), vers le transport collectif et vers les modes actifs.

- pénétration progressive du véhicule électrique notamment au travers des services de mobilité.
- sur le transport de marchandises, une politique volontariste en faveur du fret ferroviaire (à 50 Gtkm) et maritime (à 12 Gtkm).
- baisse de près de 20% des consommations énergétiques du secteur des transports entre 2010 et 2030.

Ainsi, la mobilité en véhicule individuel serait globalement constante sur la période, compte tenu de l'accroissement du taux de remplissage des véhicules, elle serait accompagnée d'une quasi-stabilisation des trafics :

Tableau n° 46 : mobilité en véhicule individuel 2010 - 2030

Mobilité (milliards de voyageurs * km)	2010	2030
Véhicule particulier	711	790
Véhicule utilitaire léger	150	170
Bus / car	49	52
Fer	100	138

Source : Ademe

Toutes ces mesures permettraient de faire passer la consommation énergétique des transports de 44 Mtep en 2010 à 35,8 en 2030. En parallèle, les émissions de CO_2 passeraient de 113,3Mt à 96,8 Mt, soit une réduction de seulement 15%.

b) Pour 2050 : des modifications drastiques sur les mobilités pour diviser les émissions par plus d'un ordre de grandeur

Pour 2050, L'Ademe considère que les facteurs déterminants devraient être :

- une mobilité totale constante par rapport à 2010, ce qui implique une baisse de l'ordre de 20 % de la mobilité individuelle. Les raisons de cette baisse seraient multiples : télétravail, structure de la population, urbanisme et infrastructure permettant d'optimiser les besoins en mobilité, etc.

- un changement de paradigme vis-à-vis de la mobilité individuelle : l'usage du moyen de transport prend le dessus sur sa possession. Pénétration importante des services de mobilité (30% urbain avec véhicules mieux adaptés) et report vers les transports collectifs (doublement) et les modes actifs. Réduction du parc de véhicules en conséquence.
- l'indépendance vis-à-vis du pétrole possible en passant au mélange biogaz/GNV dans les véhicules thermiques (avec un réseau de gaz pour moitié décarboné), à l'électricité, ainsi qu'aux biocarburants 2G.
- enfin, s'agissant du transport de marchandises, un retour au niveau des t.km de 2010 grâce à d'importants efforts logistiques.

À l'horizon 2050, l'Ademe espère une sensible réduction des consommations énergétiques unitaires des véhicules grâce aux progrès technologiques et à une meilleure adaptation des véhicules à leur usage : optimisation du rendement des moteurs (injection rapide, amélioration des batteries…), optimisation de la gestion de l'énergie à bord du véhicule, allègement des structures par l'utilisation de matériaux composites. Au total, le mix technologique serait équilibré et diversifié, notamment par rapport à la situation actuelle : 1/3 thermique, 1/3 hybride, 1/3 électrique.

L'ensemble de ces mesures permettrait de faire passer la consommation énergétique des transports de 35,8 Mtep en 2030 à 15 Mtep en 2050. Globalement, en termes de CO_2 émis, c'est sur le secteur des transports que porterait principalement l'effort nécessaire pour atteindre le facteur 4. Les hypothèses de cette prospective est que les émissions des transports qui étaient de 113,3Mt en 1991 et 96,8 Mt en 2030, ne seraient plus que de 8,4 Mt en 2050, soit une réduction de 92 %.

Ce résultat, qui découle de l'approche normative, est une indication de l'objectif qu'il se faudrait se fixer, et si possible atteindre, comme de ce qu'il faudrait espérer en termes de technologies et d'évolutions sociétales.

4 - Une approche plus sociologique à partir des utilisateurs

Dans cette approche, plus développée dans l'Annexe I.2 consacrée aux transports, il s'agit de classer les pistes de réduction selon qu'elles modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité.

Trois pistes ne modifient qu'à la marge le service à la mobilité : 1) les substitutions dans les énergies de propulsion, 2) l'amélioration

purement technologique des véhicules existants et 3) l'apparition de véhicules de même catégorie, mais plus petits, ou moins puissants, ou de vitesse de pointe moins élevée. C'est la perspective que vise à réaliser le système actuel de bonus – malus.

Trois autres pistes modifient de façon moyenne le service à la mobilité :

4) L'introduction de nouveaux véhicules, adaptés à certains contextes et certaines catégories de routes.

5) L'exploitation des réseaux au plus proche de l'optimum d'efficacité énergétique des véhicules qui les empruntent : limitations de vitesse, gestion dynamique « anticongestion » des trafics et du stationnement urbain, etc.

6) La substitution (partielle ou totale) de la possession exclusive par la location, et plus généralement par les services.

Deux autres pistes modifient de façon importante le service à la mobilité ou les modes de vie :

7) le transfert modal qui modifie de façon substantielle le service à la mobilité : il modifie le vécu du déplacement et allonge le plus souvent les durées de parcours (sauf pour les TGV et, dans quelques cas de TER et RER). Il n'est possible que là où des services existent, et n'est souhaitable (du point de vue du CO_2) que là où le potentiel de remplissage assure une meilleure efficacité énergétique que celle des modes individuels. Deux pistes efficaces (en CO_2) et assez peu coûteuses en finances publiques méritent attention : le covoiturage et des services d'autocar avec peu d'arrêts et utilisant les réseaux rapides.

8) La réduction de la mobilité globale et de son besoin, par exemple par l'action directe sur l'espace (aménagement et urbanisme au sens large, y compris par exemple « relocalisation » de productions agricoles, ou industrielles, au plus près des marchés, relocalisation de l'appareil de distribution au plus près des consommateurs, etc.).

Les substitutions par les technologies de l'information et la communication offrent des alternatives, mais dont le potentiel global est très débattu, l'histoire ayant plutôt montré jusqu'à présent une croissance parallèle des communications réelles et virtuelles. Le potentiel semble cependant réel comme le montre l'explosion actuelle du covoiturage à partir des réseaux sociaux et de l'utilisation des smartphones.

C - Vers l'autonomie énergétique dans l'habitat ?

1 - La production délocalisée d'électricité, solution socialement optimale ?

La consommation au plus près de la production, à l'échelle d'un quartier, d'un immeuble, voire de l'habitat individuel limite de facto les pertes, les coûts de transports et les difficultés de pénétration des énergies renouvelables sur le réseau en raison de leur variabilité. Pour autant, ce système n'est pas censé conduire à une pleine autarcie énergétique, mais, par exemple, comme en Allemagne, à la revente du surplus de production, du fait de la différence des tarifs entre électricité achetée et électricité revendue. Il n'est alors besoin que de systèmes de stockage de taille relativement modeste à installer en bout de ligne. Donc, même en Allemagne où tous les systèmes photovoltaïques de moins de 30kWc sont en autoconsommation, n'en demeure pas moins la nécessité d'un réseau capable d'absorber le surplus.

Les systèmes électriques existants sont actuellement gérés sur un modèle centralisé, selon lequel les moyens de production de grande capacité (charbon, gaz, hydraulique, éolien ou PV de grande puissance) alimentent un réseau de transport, puis de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au consommateur final. Dans ce modèle, le système fonctionne comme un « lac » unique, commun à tous les moyens de production, dans lequel le consommateur va puiser selon ses besoins. Il permet d'offrir aux consommateurs la garantie de la fourniture sans considération de la disponibilité locale de la production. C'est aussi une manifestation de solidarité de nos sociétés, un manque de production sur un site étant compensé par une production venant d'ailleurs, du territoire national ou de l'étranger. Il s'agit aussi d'une optimisation des capacités, car le réseau permet d'avoir besoin de beaucoup moins d'installations que si chacun, à un niveau personnel ou même local, produisait sa propre électricité sans être relié au réseau. La raison de la nécessité d'une solidarité[240] tient au fait que l'on ne sait pas stocker l'électricité en grande quantité, du moins pour l'instant.

La politique dite d'appropriation des productions par les territoires n'apparaît donc pas automatiquement comme un facteur d'optimisation économique. Elle l'est d'autant moins que production décentralisée ne signifie pas autoconsommation locale. En effet, si la production de panneaux photovoltaïques intégrés au bâti peut être en petite quantité

[240] Le raisonnement est différent pour l'énergie de chaleur qui peut, de façon toute aussi optimale, soit utiliser des réseaux à gaz ou une production locale de biomasse (bois, biométhane, etc.).

stockée localement, les éoliennes produisent du courant en moyenne tension (20 kV), qui est ensuite monté en haute tension pour être injecté dans le réseau de transport.

2 - Le développement de l'autoconsommation couplée au réseau suppose des outils adaptés

Dans les conditions actuelles, la mise en œuvre de l'obligation d'achat fait de cet accès au réseau la clef de la rentabilité de la production d'énergies renouvelables. La possibilité pour un producteur de ne vendre qu'une partie de sa production voire de ne rien vendre existe déjà, mais ne présente pas d'intérêt économique et n'est donc pas utilisée autrement que de façon anecdotique sur des sites isolés.

L'adaptation des réseaux au développement des énergies renouvelables, a un coût important, estimé à 5,5 Md€ par les gestionnaires de réseaux (RTE et ERDF). Un autre type d'organisation, plus décentralisé, pourrait donc également apparaître, dans lequel les installations de production de petite capacité seraient raccordées directement au lieu de consommation, ou à un réseau local, dans une logique de consommation de proximité.

Pour l'instant, le choix du modèle centralisé n'a pas été remis en cause, mais, tant les contraintes d'adaptation du réseau, que le coût croissant des tarifs d'achat pour la collectivité pourraient justifier le développement de l'autoconsommation. Pour cela, il faudrait toutefois qu'elle puisse être assortie de conditions : mise en place de dispositifs d'effacement volontaire de la consommation en période de pointe, de solutions de stockage ou d'une garantie d'approvisionnement par le réseau, voire d'une remise en cause de l'obligation d'achat.

Ces conditions impliqueraient, un financement soit par le contribuable, soit par l'ensemble des consommateurs, le tarif devant alors refléter le coût de cette garantie, assise plus probablement sur la puissance réservée ou même simplement sur l'accès au réseau[241] que la consommation d'électricité.

La gestion des tensions entre offre et demande pourra également passer par une modulation de la consommation, avec par exemple la mise en œuvre de réseaux intelligents, ces outils restant toutefois encore en phase expérimentale (cf. page 363).

[241] ERDF a d'ailleurs demandé à la CRE que la structure du TURPE repose davantage sur la puissance que sur l'énergie.

ANNEXE N° VIII

MODELES DE SIMULATION, UNE GRANDE INCERTITUDE

Introduction

Par sa nature même, la transition énergétique oblige à considérer des transformations profondes et une temporalité longue. Dans de telles conditions, choisir et décider, rend indispensable l'utilisation d'outils de modélisation. Leur objet est d'ailleurs ici moins de prévoir, que de simuler des situations économiques diversifiées (variations du prix de l'énergie, en particulier) et des scénarios contrastés permettant de comparer plusieurs possibles au regard des conditions qu'ils requièrent (l'investissement notamment), comme de leurs effets (emploi, balance extérieure …).

Force est aujourd'hui de constater que les instruments existants sont, soit encore trop limités dans ce qu'ils permettent de prendre en compte, soit encore balbutiants. En effet, les instruments actuellement disponibles relèvent, pour l'essentiel, d'une approche dite « bottom up », qui ne permet pas de simuler l'entièreté du fonctionnement de l'économie et nécessite, in fine, l'appel au « dire d'experts » ; soit, pour ce qui est d'une véritable modélisation macro-économique, aux toutes premières prémices de son utilisation.

I - La prévalence des modélisations « bottom-up », ou « technico-économiques ».

A - À propos des modèles: « bottom up », « top down » et hybrides

Dans son analyse des scénarios de réduction d'émissions de GES[242], le Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) a examiné les neuf scenarios alors existants, n'en retenant que six[243] pour cause de « manque de données accessibles » pour les trois autres. Ce n'est pas tant l'analyse de leur contenu qui en est

[242] Scenarios de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour la France, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, S. Mathy, R. Bibas, mai 2010. Outre l'analyse détaillée de ces différents scenarios, le lecteur intéressé trouvera à la fin de cette étude une abondante et très complète bibliographie sur le sujet de la modélisation en matière de transition énergétique. Il y trouvera en particulier les présentations des différents modèles qui sont ici évoqués.

[243] Soient : Négawatt 2006, Négatep, Enerdata, Prévot, MIES (ce scénario retrace cinq visions énergétiques distinctes), Syrota.

faite qu'il s'agit ici de retenir, que la présentation critique des modèles qui y est donnée.

Les modèles « bottom up » ont pour objet de représenter le réel à partir d'une représentation supposée fine, en l'occurrence celle du système énergétique. Aussi, ces modèles donnent-ils « une description physique des technologies, des flux d'énergie et des équipements, le reste de l'économie étant exogène ». Le CIRED qualifie ces modèles de « technico- économiques » et, de façon plus imagée, de « modèles d'ingénieur ». À l'inverse, les modèles macroéconomiques, supposés « top down », « se concentrent sur la représentation de l'ensemble des interactions au sein de l'économie », en contrepartie, ils ne disposent que « d'une représentation très agrégée du système énergétique ».

À ces deux types opposés, s'ajoutent enfin des « modèles hybrides », pour lesquels plaide cette étude du CIRED. Ces modèles « *adoptent une structure de type E^3 (énergie, économie, environnement) qui comprend une représentation du système énergétique, des équilibres économiques et des contraintes environnementales (...) les évolutions économiques reposent sur un monde physique, des technologies plausibles et vice-versa, les trajectoires de pénétration technologiques sont compatibles avec les capacités d'investissement et le jeu des prix relatifs de l'énergie, des technologies et des autres biens* ». Ils permettent ainsi « *de capter les interactions entre les systèmes énergétiques et les mécanismes économiques*. »

Au terme de cette analyse, le CIRED conclut que « finalement, parmi ceux existants, seuls trois scenarios reposent véritablement sur des modèles formalisés.

Autant dire que dans trois des six cas examinés la démarche « botttom up » consiste à déterminer de manière informée, mais discrétionnaire, « les besoins en énergie finale et primaire selon les différents secteurs (…), spécifiés pour un scenario donné ». C'est en cela que ces démarches peuvent être dits « modèles d'ingénieurs », puisqu'ils correspondent, in fine, à des dires d'expert.

Restent donc trois cas (Enerdata et les deux scénarios Syrota) qui utilisent soit le modèle Markal, soit le modèle MEDEE, dans sa version dire Med-Pro. Or :

- Le modèle Markal, « optimise sur l'horizon temporel un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (…) le modèle n'utilise pas de fonctions d'élasticité de la demande aux prix, l'évolution de cette dernière résultant du seul effet des hypothèses technico-économiques retenues » ;

- Le modèle MEDEE/Med-pro « projette la demande énergétique par usage (…) aucune rétroaction de la projection de l'évolution de la demande sur l'économie n'est prise en compte ». Med-Pro est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme, fondé sur une représentation détaillée de la consommation énergétique par secteur, par usage et par énergie.

Ainsi, outre la prévalence générale de la démarche « d'ingénieur » qui est ainsi constatée, aucun des trois scénarios faisant peu ou prou appel à des mécanismes économiques de quantification n'autorise un « bouclage » qui permettait de faire complètement le tour du circuit économique et ainsi d'évaluer les besoins d'investissement, leur possible financement par la baisse de la facture énergétique, ni même leurs conséquences sur l'emploi.

Outre le fait que tous ces scénarios ne prennent en compte que les seules émissions de CO_2, ce qui est déjà en soi une limitation conséquente, « les méthodologies de modélisation utilisée sont pour la plupart assez sommaires et relèvent plus de l'analyse de données que d'une réelle modélisation (…) (et) se fait sans prise en compte de l'évolution du prix de l'énergie ou du prix du carbone nécessaire pour répondre à cette contrainte (…) ils ne donnent qu'une représentation très incomplète des contraintes et dynamiques économiques. »

Dans ces conditions, une conclusion s'impose qui ne peut qu'être partagée : « Aucun de ces scénarios ne s'appuie sur des modèles d'équilibre général permettant de prendre en compte les rétroactions de l'évolution du secteur énergétique sur l'économie. »

B - Les limites du « bottom up » hybridé, l'exemple des scénarios du « RMS »

Les limites qui viennent d'être analysées sont aussi celles qu'il faut opposer à l'exercice réalisé chaque année par le MEDDE et destiné à la Commission de Bruxelles. En effet, les scénarios prospectifs du rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), qui permettent de donner l'image prospective des émissions de la France à l'horizon 2020 et rendre ainsi officiellement[244] compte de sa politique, s'appuient précisément sur ces instruments. La seule description de la démarche, qui figure dans l'exposé de méthodologie dans la partie 5 du rapport sur les mécanismes

[244] Ce rapport est en effet envoyé au Commissaire en charge du climat à la commission européenne par courrier sous timbre du ministre en charge.

de surveillance (RMS), permet d'en saisir le côté exagérément composite et baroque.

La DGEC a lancé en 2012 un exercice intitulé « Scénarios Prospectifs »[245], qu'elle pilote, conjointement avec le Commissariat Général au Développement Durable (CGDD) et l'ADEME. L'exercice a permis de fournir des projections de consommations d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants à l'horizon 2020. Il modélise les émissions de la métropole, des DOM et PTOM et traite pour la première fois des trois volets de la prospective Energie, Climat et Air de manière intégrée. Pour mener cet exercice, le MEDDE a fait appel à un consortium afin d'assurer des projections de référence cohérentes sur le plan méthodologique entre les approches énergétiques, climatique, et de la qualité de l'air et afin d'obtenir une meilleure cohérence des hypothèses, des méthodes de modélisation et des résultats :

- le bureau d'étude Enerdata a assuré la mise en œuvre de la modélisation des scénarios énergétiques ;
- le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) a participé à la modélisation du secteur électrique ;
- l'Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles (IFP Energies Nouvelles) a traité de la modélisation de l'approvisionnement pétrolier ;
- le CITEPA (Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique), qui réalise également les inventaires d'émissions GES et polluants de la France, a assuré la modélisation des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques, de manière conforme à la méthodologie d'inventaire national ;
- le Centre d'Etudes Prospectives Paris ARMINES, qui réalise les inventaires des fluides frigorigènes et de leurs émissions dans les équipements frigorifiques et de climatisation au niveau mondial, a traité de la modélisation des émissions fluides frigorigènes;
- le bureau d'étude Énergies Demain a enfin apporté ses compétences en matière de modélisation bottom-up et sa connaissance fine du fonctionnement du modèle SceGES

[245] Le détail de ces scénarios est décrit dans « Scénarios prospectifs Energie-Climat-Air de référence pour la France à l'horizon 2030, Rapport sur les hypothèses –version finale », Enerdata, Energies demain, Seureco Erasme, CITEPA, Armines, janvier 2013.

pour élaborer les rapprochements méthodologiques entre les différentes modélisations utilisées ;

- l'équipe ERASME, associée à l'exercice pour la première fois, en charge des aspects macroéconomiques des projections.

Enfin, cet exercice a fait l'objet d'une consultation des services des ministères concernés. Ainsi, tout au long de l'exercice, des comités de pilotage sectoriels de validation des hypothèses et de présentation des résultats ont été organisés en partenariat avec les experts concernés.

Quant au cadrage macroéconomique, il a été réalisé avec l'aide des équipes ENERDATA et ERASME, sur la base d'un rapport produit par l'équipe ERASME pour le Centre d'Analyse Stratégique (CAS) : « Les secteurs de la nouvelle croissance ».

Quels que soit l'intérêt et l'utilité d'une démarche, - qui n'a, au demeurant, été engagée que très récemment-, qui vise à associer une aussi grande pluralité d'expertises, il ne faut néanmoins par pour autant accepter de confondre l'addition des points de vue et la difficile tentative de mise en phase de cette diversité, avec la cohérence inhérente à un bouclage macroéconomique.

C'est ainsi que, par exemple, a déjà été précédemment noté le décalage des hypothèses de croissance entre le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), qui date pourtant de mars 2013, et ce qui a pu être constaté la DGEC estimant que « *ce chiffre, plus élevé (...) s'explique par la prise en compte de la réforme des retraites et du nouveau scénario démographique INSEE* ». De même, les données concernant le logement, rendues nécessaires pour assurer une apparente cohérence d'ensemble aux projections concernant ce domaine, sont manifestement absurdes.

C - Les évaluations issues des travaux du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, un groupe de travail, le N°2, a été constitué pour traiter de la question du « mix et scenarios énergétiques ». Il est particulièrement notable que, confirmant ainsi l'analyse du CIRED, son rapport[246] débute par ce constat qu'il n'y a « pas d'outils de prospective utilisables pour produire de nouvelles trajectoires », et que cette situation a, en conséquence, déterminé le « choix de travailler à partir des scénarios existants » et de

[246] Rapport du GT2, Mix et scénarios énergétiques, M. Arditi, R. Durdilly, CNDTE, séance plénière du 23 mai 2013.

« regarder tous les scénarios disponibles (même si leur périmètre, leur horizon, leurs objectifs n'entrent pas dans le cadre) ». Il y a bien ainsi constat largement partagé que dans la panoplie aujourd'hui disponible, il y a carence d'outils utilisables.

C'est pourquoi, comme il l'indique, le groupe s'est attaché à un « travail d'analyse des scénarios, mais pas d'évaluation respective ni de sélection » distinguant ainsi quatre grands types de trajectoires différentes :

- SOB : Sobriété énergétique et sortie du nucléaire
- EFF : Efficacité énergétique et diversification des vecteurs
- DIV : Demande moyenne et diversité des vecteurs
- DEC : Demande forte et décarbonisation par l'électricité

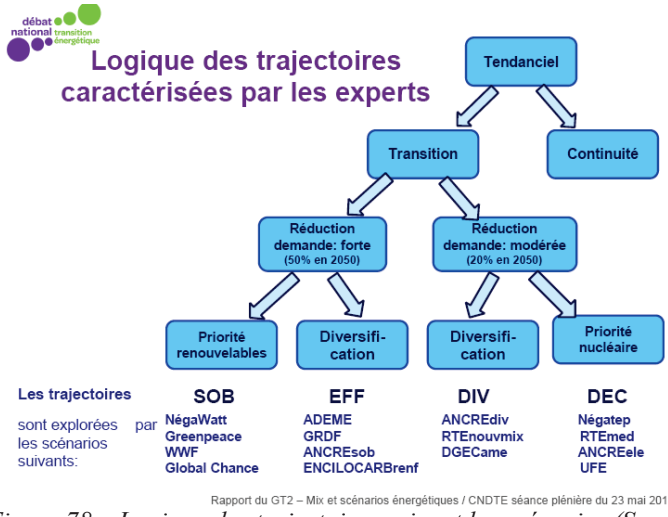


Figure 78. Logique des trajectoires suivant les scénarios (Source : CNDTE)

Toujours dans le cadre du débat, un autre groupe de travail, le n° 4, a été constitué afin de donner un contenu à la question du financement de la transition énergétique. Son rapport[247] a été remis au début en juin 2013 et ses conclusions sont publiques. Analysées par ailleurs[248], elles ne seront pas reprises ici autrement que sous la forme d'un examen des limites des

[247] « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du Groupe 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier,

[248] Pour une analyse des principales données issues de cet exercice, cf. infra, p. 409 (France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire).

procédures, supposées de modélisation, qui leur sont sous-jacentes. C'est donc seulement la méthodologie de la démarche qui est ici examinée.

Le groupe s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité et à chiffrer les coûts bruts, les bénéfices attendus et les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050 Pour cela, les référents du groupe des experts au sein du groupe ont, conjointement avec ceux du groupe 2 « scénarios », travaillé pour estimer le coût des différents scenarios étudiés par le GT2 selon une approche sectorielle différenciée en bâtiment, production électrique (modèle le plus développé) et transports. Il a, dans un premier temps, analysé les investissements réalisés dans les différents secteurs d'activité, les investissements totaux observés annuellement dans les différents secteurs ont ainsi été estimés à environ 150 Md€ annuels.

Pour cela, « le groupe de travail s'est appuyé sur une modélisation du groupe des experts par grand secteur d'activité selon les trajectoires analysées par le Conseil national du débat. En termes de bénéfices attendus, le groupe s'est attaché prioritairement à quantifier l'impact de la mise en œuvre de ces trajectoires sur la facture énergétique extérieure. Au-delà de ce travail sur le solde net pour la nation, une autre solution aurait consisté en une modélisation ex-ante plus globale de l'impact macroéconomique, dont celui sur l'emploi des investissements mis en œuvre. Celle-ci n'a pas pu être envisagée en raison des délais très contraints, mais devrait être mise en œuvre rapidement à l'issue du débat (…) La simultanéité des élaborations de scénarios avec celle des évaluations n'a pas permis d'approfondir tous les recoupements sectoriels ni les scénarios complémentaires qui pourraient être souhaités. Par ailleurs, tous les secteurs n'ont pas pu être analysés avec autant d'outils et d'informations que le secteur électrique et le résidentiel tertiaire. En particulier, les implications des différents scénarios en matière d'infrastructures de transport (routier, ferroviaire…) n'ont pas pu être estimées de manière satisfaisante dans les délais impartis. En outre, conformément, à la demande du groupe, il s'agit d'une estimation de coûts d'investissement et non de coûts de fonctionnement. Les investissements sont bruts, non actualisés et sans frais financiers. Par conséquent, les résultats obtenus par ces calculs, s'ils permettent de positionner les grandes options les unes par rapport aux autres, ne constituent pas des tableaux opérationnels complets de chacune des trajectoires. Ceci demanderait des travaux ultérieurs en étroite coordination entre les experts des différents groupes de travail. Ces chiffres doivent être considérés avec une certaine prudence. »

Ces développements, qui sont ceux employés par le groupe lui-même dans son rapport, suffisent à indiquer, non sans insistance, les limites de l'exercice auquel il a tenté de se livrer. Quels que puissent être les efforts déployés, les outils aujourd'hui disponibles sont bel et bien défaillants : ce sont des scénarios élaborés avec attention par des experts informés, mais on ne peut les confondre avec une modélisation.

D - Les travaux du CIRED/Négawatt

Au-delà de ces travaux et de leurs limites flagrantes, sur leur base, -donc nécessairement insatisfaisante-, une modélisation plus complète a été tentée concernant spécifiquement l'emploi. Initiée par l'Association Négawatt, cette étude d'un chiffrage de « *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France* » [249], a été réalisée par un chercheur du CIRED, Philippe Quirion.

La méthode retenue dans cette étude relève des études de contenu en emploi ; elle reprend, en l'actualisant, le principe des modèles construits tant à l'INSEE (Riffard, 1983) qu'à la Direction de la Prévision (aujourd'hui DG Trésor) du ministère des finances (Péronnet et Rocherieux, 1983). Un choix étant nécessaire entre finesse dans la représentation des techniques utilisées et prise en compte de la multiplicité des effets des relations économiques, cette étude a fait le choix d'une représentation la plus fine possible des techniques et a opté pour l'utilisation d'un tableau « entrées-sorties » le plus désagrégé possible pour la France soit en 118 branches.

Il reste que, comme le relève l'auteur, adossée à une modélisation « bottom up », cette étude souffre d'une limite : « elle ne prend pas en compte les rétroactions macroéconomiques que l'on trouve dans les modèles d'équilibre général ou macroéconomiques, ce qui constitue le prix à payer pour bénéficier d'un niveau élevé de désagrégation (118 branches) et d'une plus grande transparence. ».

Certes, comme le notent tant son auteur que l'association NégaWatt, l'étude « *confirme que la transition énergétique proposée par le scénario (...) est très positive pour l'emploi* », il n'en demeure pas

[249] Cette tentative très récente a, au moment de la rédaction de ce rapport, donné lieu à deux publications. L'une, relativement cursive, a été faite par l'Association et est disponible sur son site (www.negawatt.org) : « Scénario Négawatt, emploi et économie ; une synergie gagnante ! », association Négawatt, vendredi 29 mars 2013. La seconde, plus centrée sur la méthodologie de l'exercice, est celle du CIRED : « *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse input-output du scénario Négawatt* », Ph. Quirion, CIRED working papers, n° 46-2013, mars 2013.

moins qu'elle fait aussi apparaître d'autres éléments que, faute qu'ils l'aient été par eux, il convient ici de souligner.

Tout d'abord, quelque positive qu'elle puisse être, l'ampleur même des créations d'emplois apparaît au total limitée. En effet, l'accroissement attendu de la population active devrait être de l'ordre de 1,7 millions de personnes à l'horizon 2030, selon les dernières projections de l'INSEE. En n'absorbant virtuellement que 632 000 personnes, soit 37 % du surcroît attendu de main d'œuvre à cet horizon, un tel scénario ne peut à lui seul suffire à stabiliser le chômage. Pour faire un choix qui tienne compte de cette question, il faut alors mettre en regard le coût de l'investissement nécessaire à la trajectoire de transition énergétique et le mettre en regard des emplois créés. Or, ce coût ne peut apparaître dans cette approche et reste ainsi indéterminé.

Tableau n° 47 Les effets sur l'emploi du scénario Négawatt

	2020	2025	2030
1 = EFFET BRUT	**138.000.**	**178.000**	**105.000**
***Dont* :**			
Energies renouvelables	*+187.000*	*+249.000*	*+335.000*
Rénovation des bâtiments	*+213.000*	*+460.000*	*+473.00*
Transports en commun, fret ferroviaire et fluvial	*+69.000*	*+141.000*	*+248.000*
Sensibilisation et information	*+6.000*	*+6.000*	*+5.000*
Energies non renouvelables, réseaux gaz et électricité	*-45.000*	*-108.000*	*-116.000*
Bâtiments neufs	*-124.000*	*-279.000*	*-404.000*
Transports routier (hors transports en commun)	*-141.000*	*-243.000*	*-366.000*
Transport aérien	*-27.000*	*-47.000*	*-72.000*
2 = EFFET INDUIT	**+97.000**	**+261.000**	**+527.000**
1+2= 3 EFFET NET TOTAL	**+235.000**	**+439.000**	**+632.000**

Source : Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED)

Il faut, ensuite, s'interroger sur le contenu du scénario qui est ainsi simulé : à l'horizon 2030, c'est qu'en effet, comme le montre le tableau ci-dessus, l'emploi (« effet brut ») directement créé par la transition énergétique est relativement limité (105 000 personnes), alors que l'emploi « induit » est très sensiblement plus important (527 000). Comme le note l'auteur, ceci est directement lié aux hypothèses du scénario Négawatt, dans lequel « *une partie importante des économies d'énergie et de la baisse des émissions de gaz à effet de serre provient de la "sobriété", laquelle ne résulte pas de dépenses supplémentaires,*

contrairement aux deux autres volets de la "trilogie NégaWatt", les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. (…) La sobriété détruit des emplois dans les branches qui fournissent l'énergie, mais réduit la facture énergétique, libérant du pouvoir d'achat qui sera dépensé dans d'autres branches, où il va créer des emplois. L'effet net sur l'emploi des actions de sobriété est alors positif si le contenu en emploi des branches énergie est inférieur à celui de la consommation des ménages en moyenne, ce qui est le cas selon les calculs de l'étude, négatif dans le cas contraire ». Outre que les hypothèses qui la permettent ont pu être parfois jugées volontaristes, voire contraignantes, économiquement parlant, la « *sobriété* » qui a un coût, ne pourra être limitée à des politiques réglementaires ou de sensibilisation et il faudra en assurer le financement soit par des mesures fiscales, soit en lafaisant supporter par les consommateurs d'énergie. Ce financement, non pris en compte ici, viendra donc limiter sensiblement le gain virtuel de pouvoir d'achat des ménages, et par conséquent aussi le nombre des emplois « induits ». Faute d'un bouclage macroéconomique, aucune conclusion ferme ne peut donc in fine être tirée à cet égard.

Enfin, ce que montre clairement l'étude c'est que derrière l'effet global sur l'emploi, de très importants mouvements de main d'œuvre devraient se produire au niveau des branches, certains positifs, mais d'autres très conséquemment négatifs. Outre le fait qu'est ainsi soulignée la nécessité d'une politique très active de reconversion et de formation professionnelle d'accompagnement des personnes concernées, cela pose aussi très directement la question des conditions de l'acceptabilité sociale d'une telle transition.

II - L'exemple d'une modélisation macro-économique : la « vision » ADEME/OFCE 2050

Si, les modèles « bottom up » échouent donc à offrir une vision suffisamment englobante et cohérente, force est de constater que la modélisation macroéconomique n'est que très peu utilisée dans le débat

sur la transition énergétique. Ce n'est pourtant pas faute que nombre de travaux[250], notamment universitaires[251], aient tenté d'explorer ce domaine. Il reste que ce n'est que récemment, en 2008, que l'ADEME a passé convention avec l'Observatoire Français des Conjonctures Economiques (OFCE) pour développer une modélisation dédiée à l'évaluation macroéconomique des effets de moyen et long terme des politiques d'environnement et de transition énergétique. La publication très récente des caractéristiques du modèle ainsi construit et des simulations ainsi réalisées offre l'occasion d'un premier examen des principales indications ainsi fournies.

A - Les principaux résultats de la simulation des scénarios ADEME/OFCE

Le modèle « Three-ME » [252], modèle macroéconomique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales conçu conjointement par l'ADEME et l'OFCE depuis 2008 est un modèle macroéconomique du type offre-demande comparable aux modèles dits « néo keynésiens » qui sont utilisés pour les besoins de la prévision conjoncturelle et pour étudier l'impact des politiques macroéconomiques et fiscales (modèles « Mésange » de l'INSEE et du Trésor, « NEMESIS » de Paris 1). Il est décomposé en 24 secteurs de production et 17 sous-secteurs énergétiques et tient compte de l'effet du transfert d'activité d'une branche à l'autre sur l'emploi et les consommations énergétiques, les importations/exportations et, donc, le niveau de la demande et la croissance.

---

[250] Par exemple, la direction générale du Trésor a publié en 2010 les résultats d'une simulation des effets du Grenelle de l'environnement, réalisée avec son modèle « Mésange ». Cf. « Impacts macroéconomiques du Grenelle de l'environnement », Documents de travail de la DG Trésor, N° 2010/06, décembre 2010. Cette analyse, qui « n'engage que ses auteurs », a montré qu'à court et moyen terme la croissance et l'emploi sont stimulés par les investissements requis. En revanche, au-delà de 2020, la fin de ces investissements ainsi que « la hausse des prix et celle des prélèvements obligatoires nécessaires à leur financement annulent les gains économiques du Grenelle ».

[251] Le lecteur intéressé trouvera dans la publication précitée du CIRED une bibliographie sur ce sujet.

[252] Pour une présentation détaillée du modèle: « *A full description of the three-ME model : Multi-sector Macroeconomic Model for the evaluation of environmental and energy policy* », G. Callonec & al, OFCE, 1er mars 2013, téléchargeable sur le site de l'OFCE.

Ce modèle a été utilisé pour simuler trois scénarios élaborés par l'ADEME[253] et les comparer à un scénario de référence. La demande d'énergie finale est identique dans les trois scénarios. Des choix discrétionnaires communs affectent l'ensemble des scénarios :

- Les centrales au fioul et au charbon sont fermées d'ici 2030.
- La modification des parts relatives des ENR dans la distribution de combustibles gazeux et chaleur : la part du gaz naturel passe de 77% à 25% dans la distribution de combustibles gazeux et chaleur entre 2006 et 2050.
- L'instauration d'une contribution climat énergie. La contribution carbone est calculée pour atteindre les niveaux de demande cible. Assiette: combustibles fossiles. Taux uniforme pour les ménages et les entreprises à l'exception des industries soumises au SCEQE.s recettes de taxe carbone sont redistribuées aux agents via une baisse de l'impôt sur le revenu pour les ménages et des cotisations employeurs pour les entreprises.
- Une augmentation de la taxe sur le gaz, la chaleur et l'électricité
- La pénétration du véhicule électrique (9,9M eq full elec en 2050)

Le scénario de référence qui est ici utilisé est identique au scénario « DGEC-AME » déjà examiné dans ce rapport. Les parts des différentes énergies dans le mix restent stables entre 2010 et 2050, la consommation finale d'énergie s'élevant à 156 Mtep en 2030 et 138,5 Mtep en 2050.

[253] Pour une présentation détaillée des hypothèses des différents scénarios : « L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 », document technique,juin 2013. Pour une présentation d'ensemble des résultats : « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 », ADEME, 24 juin 2013.

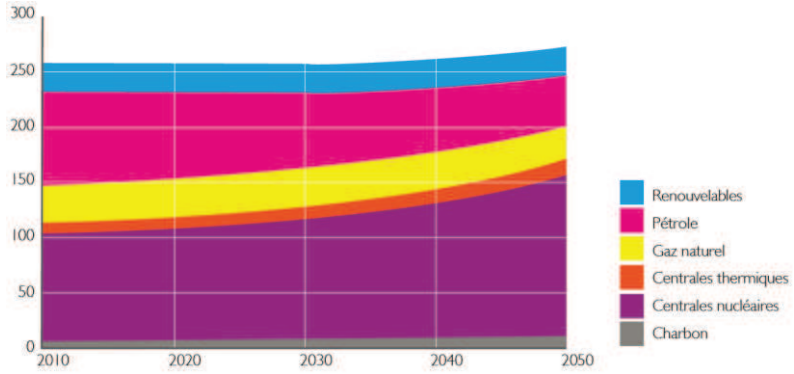


Figure 79. Scénario de référence : évolution du mix énergétique en MTep d'énergie primaire (Source : ADEME, ThreeME 2013)

Quant aux scénarios simulés, jusqu'en 2030 ils sont identiques et correspondent à une consommation finale d'énergie de 123 Mtep réduite de près de 30 Mtep par rapport à son niveau actuel, à 35 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et à une part du nucléaire de 50 % dans le mix. À partir de cette date, ils diffèrent entre eux par la part de l'électricité d'origine nucléaire[254] dans le mix électrique visée pour 2050 :

- *Scénario bas :* La part du nucléaire représente 50 % de la demande d'électricité finale en 2030 et 18% de la demande d'électricité finale en 2050. C'est le niveau obtenu lorsque, selon l'ADEME, l'on exploite au maximum le potentiel des énergies renouvelables pour le niveau de la demande considéré.
- *Scénario Médian* : La part du nucléaire représente 25 % de la demande d'électricité finale en 2050.
- *Scénario Haut :* La part du nucléaire reste stable entre 2030 et 2050 et représente 50 % de la demande d'électricité finale.

L'exercice de prospective « Vision 2030-2050 » de l'ADEME[253] aboutit aux résultats suivants :

– une baisse des consommations énergétiques de 20% est possible d'ici 2030 tout en diminuant les émissions de GES de l'ordre de 40%, avec une contribution majeure du secteur du bâtiment pour la baisse de la consommation énergétique et un rôle important pour la biomasse dans la production d'énergie renouvelable :

[254] La centrale de Fessenheim est supposée être fermée en 2014.

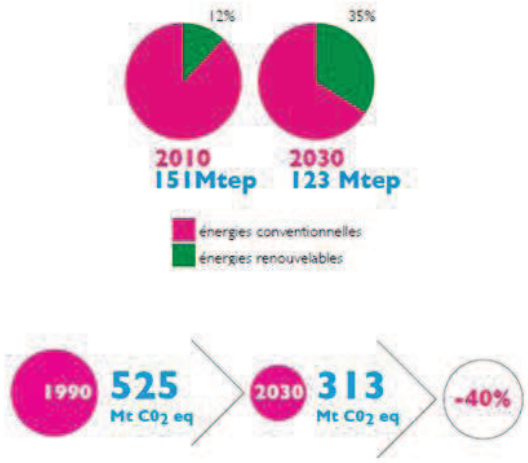


Figure 80. Synthèse pour 2030 des résultats de l'exercice de prospective Vision 2030-2050 (Source ADEME)

– D'ici 2050, les consommations énergétiques peuvent être divisées par 2 et les émissions de GES divisées par 4 avec un rôle clé joué par le secteur des transports qui divise par plus de 10 ses émissions de GES :

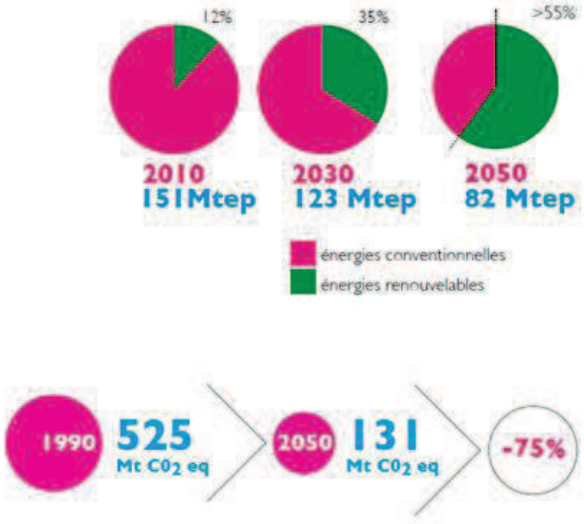


Figure 81. Synthèse des résultats pour 2050 de l'exercice de prospective Vision 2030-2050 (Source ADEME)

Les principaux résultats économiques du scénario « médian » (cf. Tableau n° 48 ci-dessous) sont présentés en écart au rapport au scénario de référence.

Tableau n° 48 Les résultats du scénario « médian » (écarts au scénario de référence)

		2013	2014	2015	2020	2030	2040	2050
PIB en volume	(a)	0,00	0,5	0,8	1,4	1,9	2,8	3,1
Consommation	(a)	0,0	0,3	0,6	1,3	1,9	2,7	3,1
Investissement	(a)	0,0	3,7	4,9	5,6	5,9	6,6	7,3
Dépenses publiques	(a)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations	(a)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importation	(a)	-0,1	0,8	1,1	0,8	0,4	-0,7	-0,7
Taux de chômage	(b)	0,0	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7	-1,3	-1,5
Emploi	(a)	0,0	0,2	0,4	0,8	1,2	2,3	2,8
Déficit public	(c)	0,0	0,3	0,1	0,0	-0,5	-1,7	-3,9
Dette publique	(c)	0,0	0,0	-0,1	-0,6	-3,5	-12,4	-33,1
Déficit commercial	(c)	0,0	0,2	0,4	0,2	-0,1	-0,7	-1,1
PIB (indice)	(d)	113	116	119	131	158	190	229
Emissions de CO_2	(d)	94	90	88	77	61	42	30,5
Taux de la taxe carbone	(e)	0	13	16	50	79	198	324
Recette taxe carbone	(f)	0	4	5	14	18	30	32

(a)(b) en % par rapport au scénario de référence ; (c) en % du PIB ; (d) indice 100= 2006 ;(e) en € constants par tonne de CO_2 ; (f) en Md€ constants ; (g) en millions ; (h) en unité

Source : données ADEME/OFCE pour la Cour des Comptes

Pour l'essentiel, on en retiendra que :

- Sur la production, les effets récessifs, -baisse de la production d'énergie, hausse du coût de l'électricité, augmentation de la fiscalité et des dépenses liées à l'environnement-, sont plus que compensés, même si c'est très faiblement, par les effets expansionnistes,- hausse de l'emploi, amélioration de la balance commerciale du fait de la baisse de la facture énergétique -. Ces gains de PIB sont quasiment comparables d'un scénario à l'autre. Ce qui s'explique par la diminution du poids du secteur de l'électricité et la relative convergence des prix du nucléaire et des renouvelables.

Tableau n° 49 Evolutions du PIB dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario référence	129	155	185	222
Scénario médian	131	158	190	229

- S'agissant de l'emploi, si le scénario médian est plus favorable que celui de référence, puisqu'il aboutit à la création de quelque 825 000 emplois de plus que ce dernier à l'horizon 2050, cette progression plus rapide ne se manifeste toutefois que lentement. La différenciation entre les scénarios reste relativement limitée, et est d'autant plus positive que l'importance du nucléaire dans le mix électrique est faible et celle des EnR forte.

Tableau n° 50 Evolutions de l'emploi dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario de référence	106,2	110,8	115,4	120,2
Scénario médian	107,1	112,1	118,0	123,5
Ecarts en valeur absolue(en milliers)				
Haut/référence				+690
Médian/référence	+215	+330	+650	+825
Bas/référence				+874

Les résultats concernant l'emploi diffèrent très sensiblement de ceux que l'estimation du scénario NégaWatt[255] laissaient espérer.

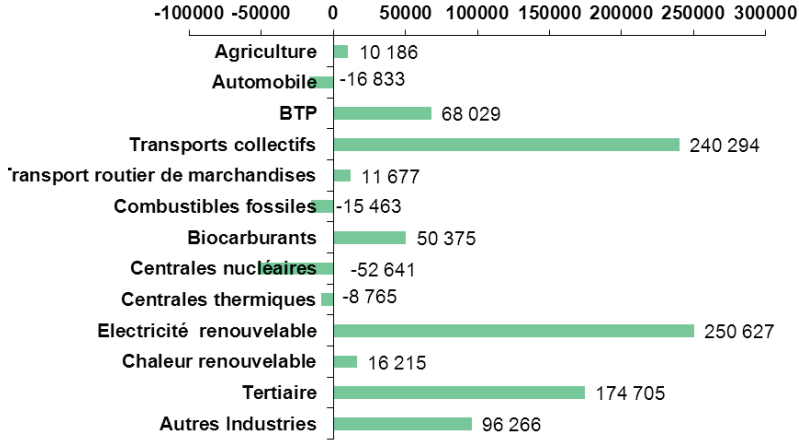


Figure 82. Créations ou pertes d'emplois par secteur en 2050 pour le scénario Negawatt (Source : ADEME Médian, source ThreeME)

Par ailleurs, effet vraisemblable de scénarios moins volontaristes, les évolutions sectorielles apparaissent moins contrastées que dans le scénario NégaWatt. Ainsi, les pertes d'emplois estimées sur les secteurs touchés négativement par la transition (nucléaire, transports routiers …) restent-elles relativement limitées.

- Pour ce qui est du commerce extérieur, après s'être accru dans une première phase, le déficit diminue ensuite dans tous les cas de figure à partir de 2030, du fait du changement de rythme de la transition qui est présupposé à compter de cette date.

[255] L'OFCE a par ailleurs simulé avec son modèle le scénario NégaWatt. Cet exercice a abouti à des résultats très sensiblement inférieurs à ceux évoqués précédemment (cf. supra, p. 394) Les quelques 325 000 emplois supplémentaires ainsi attendus à l'horizon 2030, représentent en effet près de deux fois moins que l'estimation du CIRED, du fait, sans doute, d'une estimation mieux assurée des effets indirects liés au bouclage macroéconomique.

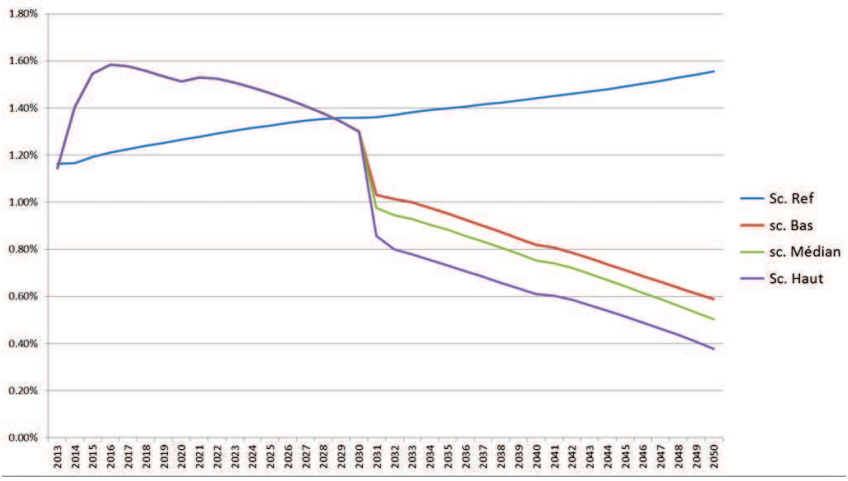


Figure 83. Evolution comparée du déficit de la balance commerciale (Source : ADEME/OFCE, Modèle ThreeMe 2013)

- S'agissant des investissements des secteurs liés à la transition énergétique[256], l'effort à réaliser apparaît devoir être véritablement considérable dans tous les cas de figure, notamment du fait de l'inéluctable arrivée à fin de vie des centrales nucléaires au cours le période, quelle que soit leur durée d'exploitation. Compte tenu des incertitudes de la projection, cet effort, qui est d'autant moins important que la part du nucléaire demeure forte, ne diffère toutefois que de façon relativement limitée, tant entre les trois scénarios qu'avec le scénario de référence.

Tableau n° 51 Les investissements des secteurs liés à la transition énergétique dans les scénarios de référence et le scénario médian (montant annuel moyen 2006-2050)

En Md€$_{06}$	Montant	% PIB*
Référence	227	7,7
Haut	222	7,5
Médian	240	8,1
Bas	245	8,3

**PIB moyen recalculé sur l'ensemble de la période*
Source : ADEME-OFCE, calculs Cour des comptes

[256] Soient : automobiles, transports collectifs, combustibles fossiles, énergies renouvelables, centrales nucléaires, centrales thermiques, bâtiments.

Mais, au vu de ces simulations et quelles que soient les différences entre elles, il paraît assuré que toutes nécessitent une rupture considérable d'avec les comportements aujourd'hui constatés[257].

En effet, pour autant que l'on puisse retenir comme base de comparaison l'estimation qui en a été récemment donnée dans le cadre du CNDTE, les investissements dans les secteurs concernés par la transition énergétique représentent actuellement 150 Md€ par an, soit 7,5 points de PIB, dont 37 Md€, soit de l'ordre de 1,9 points de PIB, consacrés aux seuls investissements directement énergétiques. On voit ainsi que, à l'exception du scénario où la part du nucléaire est maintenue à 50 % dans le mix, les trajectoires simulées représentent d'abord un accroissement sensible du montant total des investissements de ces secteurs : de 0,5 à 0,8 points de PIB en moyenne chaque année sur l'ensemble de la période. Mais surtout, au-delà de ce premier constat, les investissements directement énergétiques, qui constituent actuellement environ le quart de cet ensemble, devraient désormais en représenter à eux seuls les ¾. Ces chiffres étant des moyennes valant pour une période de plus de quarante années.

B - Des hypothèses sous-jacentes cruciales

Il faut enfin souligner que ces simulations intègrent une série d'hypothèses fortes, dont plusieurs concernent spécifiquement le nucléaire. Bien que n'étant pas directement explicitées dans la présentation des résultats, ces hypothèses sont cruciales pour la bonne réalisation des trajectoires simulées.

Tout d'abord, les coûts d'investissement qui sont retracés n'incorporent pas le coût de démantèlement des centrales nucléaires installées, qui n'a pas encore à ce stade été estimé par les auteurs. On rappellera que le récent rapport de la Cour des comptes sur ce sujet[258] a estimé à près de 32 Md€ (dont 21 Md€ pour EdF) la charge qu'il représente.

Les coûts des EnR sont calculés en supposant qu'une capacité certaine de stockage d'énergie est disponible à l'horizon 2030. En effet, « dans une perspective de forte pénétration des énergies renouvelables (…) le déploiement de capacités de stockage d'énergie de masse semble

[257] Ce point est analysé au chapitre sur la France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire, page 409 du présent rapport.
[258] Les coûts de la filière électronucléaire, Cour des comptes, janvier 2012.

nécessaire »[259]. Cette capacité est précisée pour la technologie des STEP (7 GW), mais ne l'est pas pour les autres[260] auxquelles il est fait appel et qui sont à ce jour encore très loin d'être matures.

De surcroît, les capacités d'interconnexion avec les pays voisins, actuellement de 14 GW, devraient passer à 21 GW en 2030. Les simulations intègrent ainsi une augmentation de 50 % de capacité des lignes THT actuellement existantes et qui est « nécessaire dans et entre les pays de la plaque européenne, notamment du fait de l'insertion massive des énergies renouvelables dans le système électrique »[261]

Au total, l'ADEME précise que « *avec ce mix et ce modèle il subsiste cependant des heures de l'année durant lesquelles (…) aucun moyen de production ou de flexibilité ne serait rentable pour répondre à la consommation* »[262], En définitive, des trois moyens imaginables pour équilibrer le système : une augmentation non rentable de la capacité installée, l'effacement et d'ultimes capacités de stockage, aucune n'est intégrée à la modélisation, faute d'outils économiques de valorisation.

Enfin, s'agissant spécifiquement du nucléaire, il est tout d'abord supposé que les centrales installées ont une durée de vie de 50 ans ; c'est sur cette base que tous les scénarios sont construits. Au-delà de cette durée de vie, à partir de laquelle les installations actuellement existantes sont démantelées, il est posé en hypothèse que la puissance installée dépend de la construction de nouvelles centrales.

Ceci aboutit à une série de conséquences qui peuvent paraître paradoxales :

- parce que, même prolongée jusqu'à une durée de vie de 50 ans, la démographie du parc aujourd'hui installé n'assure qu'une puissance inférieure à 10 GW après 2040 et à 6 GW à compter de 2045 ;
- parce que les objectifs d'un mix de 50 % (scénario haut), de 25 % (scénario médian), ou même de 18 % (scénario bas) supposent des productions de, respectivement, 56,6 MTeP, 29,7 MTeP et 21,6 MTeP et correspondent à une puissance installée de 35,5 GW, 18,7 GW et 13,6 GW
- parce que ce besoin ne peut être satisfait par les installations existantes,

[259] L'exercice de prospective de l'ADEME, Vision 2030-2050, document technique, p. 189 .
[260] Batteries NaS, stockage par air comprimé ou volant d'inertie, hydrogène.
[261] Rapport ADEME précité, p. 196.
[262] Ibid., p. 213.

la construction d'installations nouvelles est requise et implicite dans les simulations. Ces nouvelles installations (cf. Tableau n° 52) contribuent dans une fourchette de 95 % à 85 % à l'apport demandé au nucléaire à l'horizon 2050. Ceci correspond à une puissance installée nouvelle, qui à cet horizon s'étagerait approximativement entre 30 GW (sc. Haut) et un peu moins de 8 GW (sc. Bas). Soit encore l'équivalent approximatif de la puissance de, respectivement : 18 et 5 EPR (et 8 dans le scénario médian » et qui seraient donc à construire.

Tableau n° 52 Part de la production du parc nucléaire nouveau dans le mix électrique à l'horizon 2050.

	Objectif	2050		
	Part nucléaire visée dans le mix	Puissance parc nouveau % du mix	Puissance requise GW	Puissance installée nouvelle GW
Sc. Haut	50%	48%	35,5	29,6
Sc. Médian	25%	22%	18,7	12,8
Sc. Bas	18%	16%	13,6	7,7

Source : données ADEME/OFCE, calculs Cour des comptes

Au total, de cet examen des modélisations disponibles deux ensembles de conclusions peuvent être tirés.

Les premières concernent les outils et les procédures. Si les modèles « bottom-up » continuent de largement prévaloir, leurs limites sont désormais évidentes. Analysées au fond par les chercheurs depuis longtemps, elles ont, -les rapports des groupes de travail en témoignent-, été rencontrées et constatées en pratique lors du débat national sur la transition énergétique.

Quant aux modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, elles en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur, qui permettent d'en valider les principes et de les perfectionner. Elles n'ont en tout état de cause pu être utilisées pour ce débat. S'il faut saluer l'initiative de l'ADEME et le travail réalisé par l'OFCE, il n'en est que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'ait pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques en charge, tant celles en responsabilité de piloter le débat, que celles dont la mission est développer les outils de la prévision économique. On peut ici parler de véritable constat de carence.

Quant aux enseignements à tirer de ces premières simulations, ce sont les défis à relever et leur ampleur qui ressortent :

- l'importance considérable des investissements requis. Cela implique un débat attentif sur les trajectoires de transition, tant de leur contenu que de leurs conditions de réalisation dans la durée,
- la nécessité de considérer les conditions techniques. Elles seules permettront un véritable développement des EnR dans des conditions économiques satisfaisantes, le stockage de l'énergie ou l'effacement des pointes tout particulièrement, pour répondre au problème de leur intermittence,
- la place particulière du nucléaire dans le mix électrique français. Du fait de sa démographie très concentrée dans le temps, il fera courir des risques de rupture de puissance installée au processus de transition. L'inéluctable arrivée à fin de vie des centrales, de surcroît concentrée dans le temps, est l'un des éléments majeurs de l'importance des investissements énergétique qui seront requis sur la période. Qu'il s'agisse de remplacer ces centrales par de nouvelles, de leur substituer des EnR, ou d'avoir recours à une sobriété plus conséquente, cette réalité-là, avec les financements qu'elle implique, ne peut être contournée.
- l'examen des effets collatéraux de la transition sur l'emploi. Si des créations d'emplois significatives peuvent en être attendues, d'une part, leurs effets sectoriels ne seront pas tous positifs et, d'autre part, elles ne semblent pas en mesure de suffire à absorber l'évolution attendue de la population active.

III - France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire

Dans le « document technique » qui exprime sa vision 2050, l'ADEME explique qu'elle n'a pas souhaité se prononcer sur les éléments qui ne sont pas au cœur de ses missions. Ainsi ne s'est-elle pas prononcée sur la durée de vie des réacteurs nucléaires, ou l'exploitation des gaz non conventionnels.

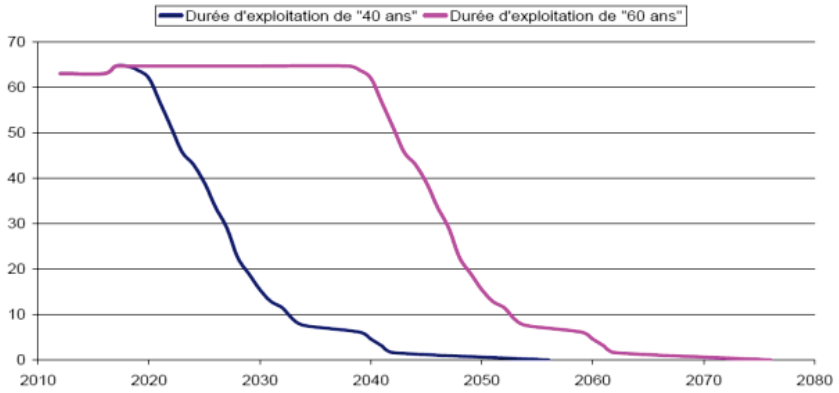


Figure 84. Courbe de décroissance de la puissance nucléaire installée en GW, en fonction de la durée d'exploitation des réacteurs (Source : Rapport Energie 2050, J. Percebois et C. Mandil, 2012)

Dans les simulations, la question de la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique est ainsi déterminée exclusivement, pour 2030, par les trois éléments suivants : 1) l'évolution de la consommation d'électricité, 2) l'augmentation de l'offre d'énergies renouvelables et 3) l'ajustement électrique offre-demande aux différents pas de temps. Au-delà, l'ADEME n'a pas pris position sur l'évolution du mix électrique à l'horizon 2050, et propose trois alternatives avec 50% (en fait 48 %), 25 % et 18 % de nucléaire. Ce point a déjà été mentionné précédemment, page 411, dans la description des hypothèses sous-jacentes cruciales du modèle macro-économique Ademe-OFCE.

Dans le modèle macro-économique ADEME-OFCE, l'investissement est égal à la variation du stock de capital désiré à laquelle vient s'ajouter la dépréciation du stock de capital antérieur. Il est donc supposé que l'investissement est lissé dans le temps. Il est supposé aussi que les réacteurs existants ont une durée de vie de 50 ans et que ceux Fessemheim seront fermés en 2014. Le coût de la prolongation est inclus dans l'investissement. (Le coût de production de l'électricité passe ainsi de 42€/MWh à 50 € / MWh hors distribution).

Tableau n° 53 Trois mix électriques proposés par l'Ademe[253] pour 2050

Source	Nuc. Haut		Median		Nuc. Bas	
	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep
Eolien	22,20%	9,1	30,00%	12,3	34,00%	13,9
Hydroélectricité	10,50%	4,3	14,00%	5,7	14,20%	5,8
PV	8,80%	3,6	14,70%	6	14,80%	6,1
Nucléaire	**48,00%**	19,6	**25,00%**	10,2	**18,00%**	7,4
Méthanisation	1,80%	0,7	1,80%	0,7	1,80%	0,7
UIOM	0,80%	0,3	0,80%	0,3	0,80%	0,3
Bois énergie	0,80%	0,3	0,80%	0,3	0,80%	0,3
Géothermie	0,30%	0,1	0,30%	0,1	0,50%	0,2
Energies marines	1,10%	0,5	7,00%	2,9	9,50%	3,9
Chaleur fatale	0,30%	0,1	0,30%	0,1	0,30%	0,1
Réseau de gaz	5,30%	2,2	5,30%	2,2	5,30%	2,2
Total		**40,9**		**40,9**		**40,9**

Dans ce modèle, des EPR (sur la base d'un coût de production égal à 70€/MWh) sont construits à un rythme tel que la puissance installée de l'EPR soit égale à chaque instant à la puissance désirée moins la puissance installée. Les coûts de démantèlement et les coûts de gestion des déchets ne sont pas comptabilisés, ceci n'affecte pas les résultats en écart au scénario de référence, puisque les centrales obsolètes sont fermées au même moment dans le scénario de référence et les scénarios ADEME. Il n'en demeure pas moins que cela conduit à sensiblement minorer les coûts liés au nucléaire[263].

Le scénario de référence a déjà été commenté et le mix électrique correspondant est décrit dans la Figure 79 : il fait passer le nucléaire à une production de près de 150 Mtep. Le graphe suivant reprend les investissements des scénarios en ce qui concerne l'énergie :

[263263] Le rapport de la Cour précité a fait état d'une estimation de 18,4 Md€$_{2010}$ pour les coûts de démantèlement du parc existants. Quant à la gestion des déchets, ce même rapport fixe les charges brutes qu'elle implique à 28,3 Md€$_{2010,}$, dont 23 Md€$_{2010}$ pour EdF.

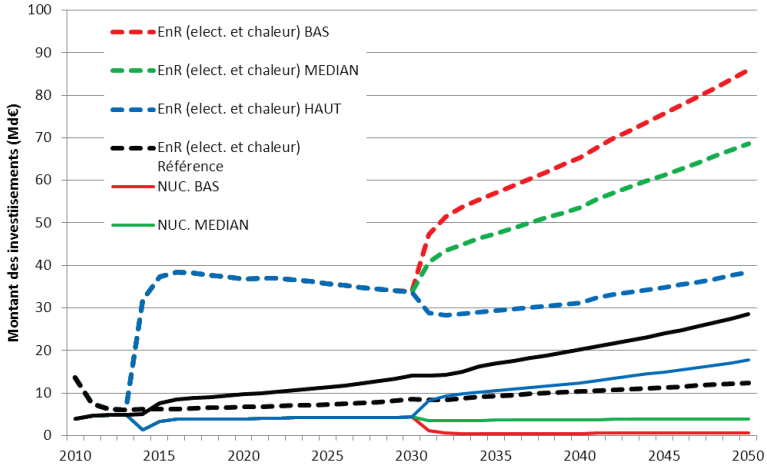


Figure 85. Investissements (dépréciations comprises) dans le nucléaire et les EnR, jusqu'à 2050, en $€_{2006}$ suivant les différents scénarios du Modèle ThreeMe 2013. (Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe)

Les coûts sont d'autant plus faibles que la part du nucléaire est forte : les investissements totaux nécessaires pour l'énergie (nucléaire et EnR) seraient ainsi, par rapport au scénario référence, en moyenne annuelle sur 2010-2050, respectivement supérieurs de 18,4 Md€ (nucléaire haut), 26,0 Md€ (médian) et 31,2 Md€ (scénario bas).

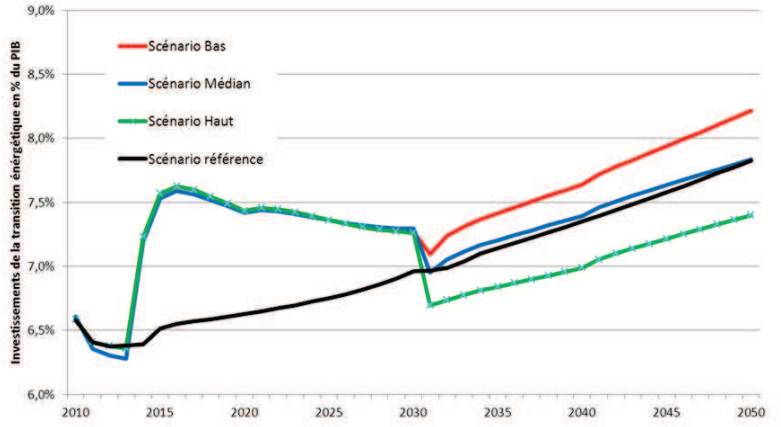


Figure 86. Investissements de la transition énergétique (tous domaines) par rapport au PIB, pour les scénarios de référence et médian (Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe)

ANNEXE N° IX

CAPTAGE ET STOCKAGE DU CO2

I - La directive captage et stockage du carbone (CSC)

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la mise en œuvre des projets dits de captage et de stockage du carbone, pourrait, d'ici 2050, contribuer à hauteur de 19% de l'effort de réduction des émissions mondiales de CO2, soit un pourcentage équivalent voire légèrement supérieur à celui de l'effort attendu des énergies renouvelables.

L'Union Européenne a largement pris en compte ces analyses et, dès le Conseil européen de mars 2007, a recommandé de renforcer les activités de recherche et de développement et de « définir le cadre technique, économique et réglementaire nécessaire pour supprimer les obstacles juridiques existants et mettre en œuvre, si possible d'ici à 2020, des technologies CSC »[264].

En juin 2008 le Conseil européen a, en conséquence, invité la Commission à présenter le plus rapidement possible un mécanisme visant à inciter les États membres et le secteur privé à réaliser les investissements nécessaires afin de garantir la construction et l'exploitation, d'ici à 2015, d'un maximum de douze installations de démonstration du CSC.

Afin de contribuer au financement de ces installations, une disposition de la directive 2009/29/CE sur le Système d'échange de quotas prévoit la vente anticipée de quotas prélevés sur la Réserve Nouveaux Entrants de la phase III.

Sans surprise, le Paquet Energie Climat a donc réservé une place particulière à la technique dite « du captage et du stockage du carbone » (CSC[265]) au travers de **la directive 2009/31/CE du 23 avril 2009.**

Cette directive «relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil », vise ainsi à réglementer les conditions d'autorisation, d'exploitation et de gestion après fermeture, y compris sur le plan de la responsabilité de l'exploitant, des sites de stockage.

[264] Directive 2009/31/CE (8).
[265] CCS en anglais : Carbon Capture Storage.

Ce texte ne génère donc aucune obligation de mise en place de projets de captage et stockage et se borne à instaurer un cadre commun aux activités de CSC :

- Il est ainsi prévu d'établir un seuil (300 mW) pour lequel les investisseurs doivent s'assurer de disposer de l'espace suffisant pour installer la technologie CSC, de l'existence des espaces de stockage et des infrastructures de transport, et de réaliser une étude de faisabilité de mise en place de la capture ex post.

- Par ailleurs, les sites sont soumis à autorisation d'exploiter une installation de stockage géologique. Il s'agit là d'une autorisation administrative classique qui n'est accordée que si l'exploitant démontre que les conditions d'un stockage « permanent » sont bien réunies à la lumière des critères de sélection des sites. La demande de permis doit comporter un plan de surveillance, des propositions de mesures correctives, et la preuve d'une garantie financière afin de s'assurer que toutes les obligations découlant de l'autorisation seront bien respectées, ce qui inclut tout dommage environnemental y compris les fuites de CO^2 et, partant, les coûts associés à la restitution de quotas à hauteur de celles-ci.

- L'exploitant peut enfin transférer la responsabilité du site, une fois que celui-ci a été fermé, aux autorités compétentes de l'État membre, ce transfert n'étant accepté que si « tous les éléments disponibles tendent à prouver que le CO^2 stocké restera parfaitement et indéfiniment stocké ».

La « mise en œuvre » de cette dimension du Paquet Energie Climat ne pose donc au sens strict, aucun problème particulier autre que celui de sa transcription réalisée au travers de l'adoption de :

- La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (articles 80 et suivants) ;

- L'ordonnance n° 2010-1232 du 21 octobre 2010 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière d'environnement (article 5) ;

- Le décret d'application n° 2011-1411 du 31 octobre 2011 relatif au stockage géologique de dioxyde de carbone qui transpose les dispositions réglementaires propre à la recherche et à l'exploitation de sites de stockage , et le décret n° 2012-384 du 20 mars 2012 qui modifie la nomenclature des installations classées pour y introduire notamment les rubriques 2960 (captage de CO^2) et 2970 (stockage de CO^2).

Cette transcription n'a, à ce jour, fait l'objet d'aucune remarque ou, a fortiori, d'aucun contentieux de la part de la Commission.

À titre de comparaison, il convient de souligner que plusieurs pays européens ont certes transcrit la directive 2009/31 mais en l'accompagnant de nombreuses précautions : l'Autriche a ainsi interdit tout stockage de CO^2 sur son sol ; l'Allemagne, devant la forte opposition de l'opinion publique, a instauré une double limite sur la taille des projets pouvant être autorisés sur son territoire : une limite par projet et par an ainsi qu'une limite globale de captage/stockage par an (environ 1,5 Mt). Par ailleurs, si la décision de mise en œuvre de tels projets est renvoyé à la responsabilité des Länder, celle-ci est soumise à son tour à une décision fédérale d'autoriser le lancement de projets de CSC.

Etant donné l'échec relatif de l'avancée des différents projets européens et français de CSC, la présente annexe proposera toutefois de dresser un état des lieux de la mise en œuvre de cette technologie en analysant d'abord l'efficacité et la maturité de la technologie sans oublier les risques qui lui sont associés (I) pour ensuite étudier successivement les coûts qui lui sont associés (II), les difficultés auxquelles elle fait face aujourd'hui (III) et s'interroger en conclusion sur la pertinence, à terme, du développement de cette technologie et de sa cohérence avec les autres composantes du Paquet Energie Climat (IV).

II - La technologie

Ce procédé, qui s'applique à tout type de production industrielle émissive, consiste à récupérer, en l'état actuel des technologies et selon le projet, entre 65 et 90% du CO_2 émis par les installations avant, pendant ou après la combustion des matières premières (essentiellement le pétrole, le gaz ou le charbon), avant de le transporter par canalisations ou bateaux, puis de le stocker sous terre. Le processus peut donc être, fort logiquement, décomposé en trois étapes : le captage, le transport éventuel et le stockage du CO_2.

A - Le captage

Le procédé du captage existe déjà au sein de nombreuses industries. Le CO2 est ainsi parfois capté par défaut, pour répondre à des contraintes de procédé telles que la purification du gaz naturel (dans l'industrie des fertilisants ou la pétrochimie), la pré-purification de l'air ou encore les procédés de fermentation.

Afin d'obtenir une efficacité maximale du procédé, les technologies du captage visent néanmoins aujourd'hui deux principaux secteurs industriels qui sont, sans surprises, parmi les plus émissifs :

- la production d'énergie à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) : Les caractéristiques techniques de l'installation dépendent de la voie technologique de captage mise en œuvre. Le potentiel de marché associé est considérable : en effet, les ressources fossiles jouent et devraient jouer encore longtemps un rôle majeur pour la production d'énergie à l'échelle mondiale (représentant plus de deux tiers de la consommation mondiale en énergie primaire d'ici 2035).
- Les « applications industrielles » du CSC hors énergie : Il s'agit notamment des secteurs du raffinage, de la production de ciment, de la sidérurgie et de la production d'aluminium. Ces secteurs représentent de l'ordre de 20% des émissions mondiales de CO^2, et il n'existe que peu d'alternatives au CSC pour réduire de manière drastique les émissions de CO^2. Selon l'AIE, le CSC peut contribuer à hauteur de 19% aux nécessaires réductions des émissions annuelles de CO^2 à l'échelle mondiale à horizon 2050, dont environ la moitié concernent les applications industrielles.

Trois principales technologies sont actuellement développées : la post-combustion, l'oxy-combustion et la pré-combustion :

- le captage en post-combustion vise à extraire et récupérer le CO^2 issu des rejets gazeux issus de la combustion à l'aide de différentes technologies telles que l'absorption, l'adsorption, la cryogénie, le cycle calcium ou la séparation membranaire. Une première génération de procédés est par exemple fondée sur l'emploi d'un solvant chimique ayant une très bonne capacité d'absorption du CO_2. Les fumées de combustion sont introduites dans une colonne d'absorption où elles sont lavées avec une solution d'eau et d'amine (monoéthanolamine). Ce solvant, qui fixe le CO_2, est ensuite chauffé dans une tour de régénération où il relâche le CO_2 qui peut alors être comprimé pour être transporté, puis stocké. De nouveaux procédés visent aujourd'hui à permettre de réduire la taille des installations et de limiter la quantité d'énergie utilisée.
- le captage par oxy-combustion consiste à réaliser une combustion en absence d'azote afin que les fumées de combustion soient riches en CO^2. Dans la combustion classique, la chaleur est en effet produite par combustion avec l'oxygène de l'air. L'azote ne participant pas à cette combustion,

le CO_2 contenu dans les fumées est donc dilué dans de l'azote. L'oxycombustion consiste à remplacer l'air par de l'oxygène pur, ce qui permet de concentrer le CO_2 et facilite son captage, la séparation étant ensuite opérée par dépressurisation ;

– le captage en pré-combustion consiste extraire le carbone du combustible initial en produisant de l'hydrogène dont la combustion ne rejettera que de la vapeur d'eau. On évite de brûler le combustible fossile en le transformant préalablement en gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO), d'hydrogène et d'eau. On laisse ensuite le CO réagir avec l'eau pour former du CO_2 et de l'hydrogène supplémentaire, qui sont ensuite séparés. Le CO_2 peut alors être comprimé puis stocké et l'hydrogène utilisé notamment pour produire de l'électricité.

Ces procédés restent toutefois actuellement inégalement développés.

Ainsi la post-combustion représente une technologie très éprouvée au plan industriel, particulièrement dans le domaine des hautes pressions et de la pétrochimie[266]. Son application aux fumées de combustion complète à pression atmosphérique, comme sur les centrales à charbon, nécessite en revanche encore une approche par pilotes et démonstrateurs afin de valider la technologie ainsi que ses modes opératoires. Alstom a pour mémoire récemment mis en place une chaîne complète avec stockage sur un projet de 58 MWt (projet Alstom/AEP Moutaineer), un premier « démonstrateur » à l'échelle commerciale restant nécessaire avant commercialisation.

La technologie de l'oxycombustion a déjà été démontrée à l'échelle industrielle étant donné l'expérience accumulée dans plusieurs secteurs dans laquelle elle est déjà présente depuis plusieurs années comme la verrerie ou les incinérateurs. EN revanche, il manque encore aujourd'hui un démonstrateur à taille commerciale sur une centrale électrique intégrant toute la chaîne qui va de la production d'oxygène, à la purification et compression du CO2 en passant par la chaudière). Le projet pilote de Lacq (Total/Alstom) a déjà largement prouvé son efficacité. Actuellement, un projet de démonstrateur commercial de 425 MW à Selby en Angleterre est en cours de qualification pour soutien conjoint du Royaume Uni et de l'UE.

Enfin, pour la pré-combustion, des parties essentielles ont été démontrées. L'intégration complète d'une centrale électrique bute

[266] Par exemple dans les industries de purification du gaz naturel, la synthèse de l'ammoniac, la production d'oxyde d'éthylène ou encore les petites installations autonomes de production de CO2 alimentaire.

cependant encore sur le problème non-résolu de la combustion de l'hydrogène dans une turbine, qui n'est possible que partiellement et limite donc la performance globale de ce type de centrale. La complexité de l'intégration qui limitera la fiabilité et la flexibilité, ainsi que le coût élevé en capital et la forte emprise au sol sont d'autres facteurs limitant pour ce type de centrale. Un premier démonstrateur à taille commerciale (552 MW) est en construction aux États-Unis, (Kemper County, Mississipi), mais il ne captera que 65% du CO2 émis.

Ces trois voies technologiques sont avant tout applicables aux chaudières industrielles ou aux installations de production d'électricité et l'application du captage du CO2 à des secteurs industriels tels que la sidérurgie, la pétrochimie ou la production de ciment nécessite encore l'adaptation des technologies pour répondre aux particularités des installations émettrices utilisées dans ces secteurs. À titre d'exemple, une des voies technologiques prometteuses permettant de réduire les émissions de CO2 de la sidérurgie consiste en la mise en place d'un procédé de recyclage des gaz de haut fourneau et de captage de CO_2.

B - Le transport : une technologie maîtrisée

Une fois capté, le CO_2 doit ensuite être acheminé, parfois sur plusieurs centaines de kilomètres, vers un lieu de stockage. Le transport du CO_2 ne pose pas de problème particulier et il est déjà couramment pratiqué.

À terre, le mode de transport le plus adéquat au regard des quantités qu'il convient de transporter (ex : un centrale à charbon de 250 MW fonctionnant en base émet 1,7MTCO_2/an) serait incontestablement le transport par canalisation (pipeline). En mer, le transport par bateau ou par canalisation peut être envisagé selon les distances à parcourir et les quantités à transporter.

Pour les besoins de l'industrie pétrolière, le CO_2 est déjà transporté dans des gazoducs à l'état supercritique (à plus de 31° C et sous une pression de 73 bars), ce qui nécessite des installations de compression et d'injection adaptées. Un réseau de 4 000 km de pipelines existe aux États-Unis.

Ces deux modes de transport sont aujourd'hui bien connus des transporteurs, et ne poseraient donc a priori aucun problème en termes de maitrise technique.

C - Le stockage : une connaissance encore insuffisante des sites potentiels

Une fois capté au niveau des sources d'émissions industrielles, puis transporté en tant que de besoin sur un site de stockage adéquat, le CO_2 peut être ensuite réinjecté dans les couches géologiques profondes.

Il existe aujourd'hui trois grands types de stockage géologique du CO_2 :

- dans les gisements d'hydrocarbures matures,
- dans des aquifères profonds (salins),
- dans les veines de charbon profondes inexploitées.

1 - La situation française

Le stockage géologique de CO2 sur le territoire français concerne trois bassins[267] :

- **Le bassin de Paris**, très étendu, qui pourrait offrir des potentialités importantes de stockage en aquifère. Des études préliminaires ont évalué son potentiel à 26 GtCO2[268] Ce chiffre paraît largement surestimé : il repose sur un corpus limité d'informations géologiques, et ne tient notamment pas compte du comportement réel en pression des unités hydrauliques envisagées pour le stockage. Le projet « France Nord » cherche à identifier les capacités réelles de stockage de CO2 dans ce bassin.
- **Le Bassin aquitain** qui présente avant tout un intérêt pour le stockage en gisements d'hydrocarbures, dans les sous-bassins de l'Adour et de Parentis. Leur capacité de stockage a été évaluée de l'ordre de 600 Mt CO2 ; elle est essentiellement constituée par trois gisements : le gisement de gaz de Lacq, les gisements de pétrole de Parentis et, dans une moindre mesure, de Cazeaux. Le potentiel de stockage en aquifère dans ce bassin n'a, en revanche, pas été évalué.

---

[267] Les développements suivants reprennent, pour l'essentiel, les conclusions du rapport final d'octobre 2011 « Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO2 » réalisée dans le cadre de la Convention entre le MEEDDTL et le BRGM n° SU0007803.

[268] Bonijoly, D., Barbier, J., et al. (2003) – Feasibility of CO2 storage in geothermal reservoirs – example of the Paris basin – France. Geological storage of CO2 from combustion of fossil fuel (GESTCO) – European Union Fifth Programme for Research and Development – Project n° ENK6-CT-1999-00010, 135 p.

Le bassin du Sud-Est qui est caractérisé par une structuration complexe d'un point de vue tectonique. Les études géologiques passées ont porté avant tout sur les aquifères peu profonds, et la connaissance des formations profondes demeure actuellement insuffisante pour apprécier les potentialités de stockage à échelle industrielle. Une variété de configurations pourrait néanmoins se prêter à ces activités : grandes structures plissées, bassins peu déformés, voire injection dans le charbon. De plus, des capacités de stockage pourraient être disponibles offshore sous les fonds de la Méditerranée.

Dans l'état actuel des connaissances, et en comparaison de pays européens comme l'Allemagne ou les Pays-Bas, il convient de constater que la géologie française présente peu de pièges structuraux de grandes dimensions, susceptibles de recevoir des quantités de CO2 en ligne avec les réductions d'émissions visées. Les investigations pour de grands stockages s'orientent donc plutôt vers des aquifères propices au piégeage hydrodynamique.

En matière d'inventaire, le projet de recherche METSTOR[269] (2006-2010), soutenu par l'ADEME, a permis de dégager des première indications cartographiques relatives aux potentiels de stockage géologique de CO2 en France. Pour autant, les résultats de ce projet ne s'apparentent pas à un atlas géologique qui dresserait un inventaire détaillé des capacités de stockage dans le sous-sol français.

En 2009, l'administration a demandé au BRGM d'évaluer le coût de l'élaboration d'un atlas des capacités de stockage en s'appuyant sur les données géologiques disponibles. En s'appuyant sur des critères géologiques et techniques existants sans nouvelles acquisitions de données ni intégrations de considérations d'ordres économique, environnementale ou sociologique et en limitant le champ d'étude aux trois bassins cités plus haut, le BRGM évaluait le coût de cette étude à environ 10 M€. À ce jour, les campagnes d'exploration sont menées au cas par cas, à la charge des opérateurs privés, dans le cadre de projets spécifiques.

Etant donné l'arrêt des projets de démonstrateurs CSC sur le sol français tels qu'ULCOS ou France Nord, il n'existe donc pas à ce jour d'études suffisantes permettant d'identifier de façon certaine des zones de stockage adéquates.

Le stockage du CO_2 et l'utilisation du sol sous-sol pour l'exploitation de nouvelles ressources telles que les gaz de schiste semblent a priori compatibles.

[269] http://www.metstor.fr/

Le stockage de CO2 visera principalement, en France, des aquifères impropres à la consommation. Il s'agit donc de formations géologiques différentes de celles susceptibles de renfermer du gaz de schiste. Par ailleurs, les formations aptes au stockage de CO2 s'établissent à des profondeurs moindres (de 700 à 1000 m) que celles susceptibles de renfermer des gaz de schiste. La probabilité d'un site à usage multiple apparait donc assez faible.

En supposant toutefois qu'un même sous-sol soit propice à ces deux utilisations, il conviendra de faire un choix car l'intégrité du stockage (existant ou futur) pourrait être altérée par les travaux d'exploitation des gaz de schiste (forages traversant la formation de stockage, actions de fracturation pouvant induire des perturbations dans le sous-sol…).

2 - Les conflits d'usage

Si de tels conflits d'usage venaient à exister (dépôt de demandes « concurrentes ») l'arbitrage serait fait par l'administration à l'occasion de l'instruction des demandes de permis exclusifs de recherches pour ces activités distinctes.

Cet arbitrage aurait des conséquences vraisemblablement définitives. En effet, s'il se faisait, pour un site, en faveur du stockage de CO2, il convient de noter que l'exigence de pérennité qui le caractérise (à la différence d'autres activités minières) constitue une contrainte importante puisqu'elle entraîne un choix d'utilisation définitive de ce sous-sol profond pour ce seul usage. Enfin, si l'arbitrage se faisait en faveur du gaz de schiste, il convient de noter que la conduite de cette activité (sur la base des techniques actuelles) s'opposerait à tout projet futur de stockage géologique de CO2.

3 - Les risques associés au captage et stockage du carbone

Le principal risque d'un projet de captage et le stockage du carbone (CSC) consiste en une fuite massive de CO2 lors des différentes étapes du processus impliquant à son tour un risque potentiel pour les populations à proximité immédiate de la zone de fuite, un éventuel dommage environnemental, enfin, le retour dans l'atmosphère des gaz à effet de serre initialement captés.

Si les risques liés au captage et au transport relèvent de problématiques industrielles relativement classiques assez bien connues des acteurs et finalement assez peu différente de celles rencontrées par les installations classées, ceux qui sont liés au stockage entrainent une

problématique différente : ce dernier touche en effet à des questions d'ordre émotionnel - fréquemment rencontrées sur toute question liée à l'enfouissement – et, plus immédiatement, induit des échelles de temps particulièrement longues et donc, un risque d'évolution des conditions initiales.

Assurer la sécurité du stockage consiste à confiner le flux de CO2 tout en préservant les enjeux humains et environnementaux à court et long terme. La sécurité d'un stockage géologique repose avant tout sur le choix d'un site aux caractéristiques géologiques adéquates. La sécurité et la pérennité du stockage doivent être garanties tout au long de son cycle de vie qui comprend les étapes d'exploitation (injection de CO_2) qui peut durer plusieurs décennies, d'arrêt et de démantèlement, de surveillance post-fermeture d'une durée de 30 ans, et enfin de surveillance à long terme sous la responsabilité de l'État.

a) Phase d'exploitation

L'injection de CO2 induit des perturbations normales du sous-sol qu'il convient d'anticiper et pour lesquelles il importe de démontrer qu'elles s'inscrivent dans des limites acceptables. Il s'agit par l'exemple de l'augmentation de pression, d'impuretés primaires injectées avec le CO2 ou encore du déplacement de saumure ou de modification des écoulements (stockage en aquifère) au sein de la formation hôte.

L'un des risques consisterait à ce que ces événements se produisent dans des proportions anormales ou conduisent à des événements inattendus. Des exhaures d'eau aux affleurements, l'altération d'eau douce par des saumures ou encore des perturbations sur d'autres activités du sous-sol (stockage de gaz naturel…) pourraient par exemple être observées. La prédiction de l'évolution du CO_2 au cours du temps couplé à la surveillance du site de stockage permet de détecter et de se prémunir de ces situations qui cessent lorsque cessent les injections.

L'autre risque, plus intuitif, est celui de la fuite du flux de CO_2 injecté, soit vers d'autres formations du sous-sol (y compris des nappes d'eau, éventuellement potabilisables, surjacentes à la couverture de stockage) soit à l'atmosphère. Ces événements peuvent être diffus tels que la fuite de CO_2 par le biais d'une faille (qui aurait pu être réactivée par la modification des conditions mécaniques du sous-sol ou par de la sismicité induite au sein de la formation) ou encore par le biais d'un ouvrage de type puits, qu'il s'agisse d'un puits d'injection ou d'un puits historique normalement abandonné. Ces événements peuvent également être plus flagrants et brutaux, en l'occurrence un phénomène accidentel de type puits éruptif.

Outre la présence du CO2, les conséquences de ces phénomènes non souhaités peuvent être majorées par la présence de substances injectées conjointement avec le CO2 ou de substances propre à la formation de stockage et mobilisées par le CO2 par réaction chimique (milieu acide).

b) Phase de surveillance post fermeture

Au cours de cette phase, alors que le flux de CO_2 injecté tend vers un état de sécurité à long terme compte tenu de la relaxation naturelle des déséquilibres les plus puissants induits par le stockage, la nature des risques reste liée aux situations de « fuite » diffuse, et éventuellement plus massive de CO_2, vers d'autres compartiments du sous-sol ou encore vers l'atmosphère ou encore des éventuelles conséquences de la perturbation de l'équilibre géochimique de l'aquifère salin profond.

À nouveau, le choix de la formation de stockage, l'acquisition de données géologiques tout au long de la phase d'exploitation, la surveillance qui perdure pendant cette phase post-fermeture doit permettre de détecter des dérives et de prendre des mesures correctives appropriées.

c) Phase de surveillance à long terme

La phase de surveillance à long terme peut débuter dès lors que l'opérateur est en capacité de démontrer la conformité de l'évolution du CO2 injecté avec les modèles géologiques, l'absence de fuites détectables et enfin l'évolution effective du CO_2 injecté vers la stabilité à long terme.

Au cours de cette phase, pour laquelle la surveillance est réduite, les chemins de fuite possibles, préférentiellement diffus, tiendraient plus particulièrement à l'altération des puits, par exemple du fait de l'action corrosive du CO_2 sur les matériaux constitutifs de ces derniers.

Même si ce risque a été pris en compte lors du choix du site, des séismes pourraient également altérer l'intégrité du site et induire des fuites de CO_2.

Enfin, il convient de considérer, malgré les dispositions administratives prévues, que la mémoire d'un site de stockage peut être perdue.

Au total, l'évaluation de la gravité et de la probabilité de ces événements est propre à chaque site et ne saurait être évaluée ex ante. On

peut toutefois remarquer que les puits, qui mettent en communication la formation de stockage avec l'atmosphère après avoir traversés les formations géologiques surjacentes, constituent l'un des points faibles d'un site de stockage, quelle que soit la phase de vie considérée.

L'évaluation des risques sur laquelle repose l'autorisation d'exploiter un site de stockage n'est pas figée mais dynamique. Elle fait l'objet d'une réévaluation permanente par l'opérateur et par l'État au regard des informations et de l'expérience accumulée au cours du processus de stockage. Aussi, alors que le potentiel de danger pourrait augmenter conjointement avec les quantités de CO_2 injectées, il convient de noter que le risque et son incertitude ne suivent pas la même pente croissante.

Le sujet de l'évaluation des risques génériques et particuliers des stockages de CO_2 a fait et fait l'objet de travaux importants pilotés par le MEDDE, en s'appuyant en particulier sur les établissements publics compétents (BRGM et INERIS en premier lieu)[270] : recherche, outils concrets d'évaluation et de prévention des risques d'un projet, encadrement réglementaire au sein du code de l'environnement (transposition de la directive européenne).

III - Le coût

Parmi les trois principaux maillons de la chaîne CSC, celui du captage représente à lui seul environ 70 % du coût total des installations.[271]

A - Le coût du captage

L'efficacité des installations et donc leur taux de captage dépend de différents paramètres dont la concentration de CO_2 dans les flux desquels il est séparé. En matière d'efficience, toutes les voies de captage

[270] Cf. notamment l'analyse des risques menée par l'INERIS pour un stockage de CO2 en aquifère salin (Rapport d'étude 01/12/2010 DRS-10-100887-12219A, in **:** *http://www.ineris.fr/centredoc/fiche-stockage-co2-def.pdf*

[271] Au-delà des réponses des parties prenantes consultées, ce développement s'appuie principalement sur l'étude réalisée en 2012 par la ZEP (Zero Emission Platform) intitulée : »The costs of CO2 capture, transport and strorage. Post demonstration CCE in the EU, 2012. Fondée en 2005, la ZEP ou plateforme technologique européenne Zéro Emission rassemble des entreprises concurrentes, des organisations non gouvernementales comme le WWF ainsi que des instituts de recherche sur la technologie du captage et stockage du carbone.

entrainent une surconsommation énergétique, dite également « pénalité énergétique », qui pour une centrale à charbon type peut atteindre jusqu'à 30 %.

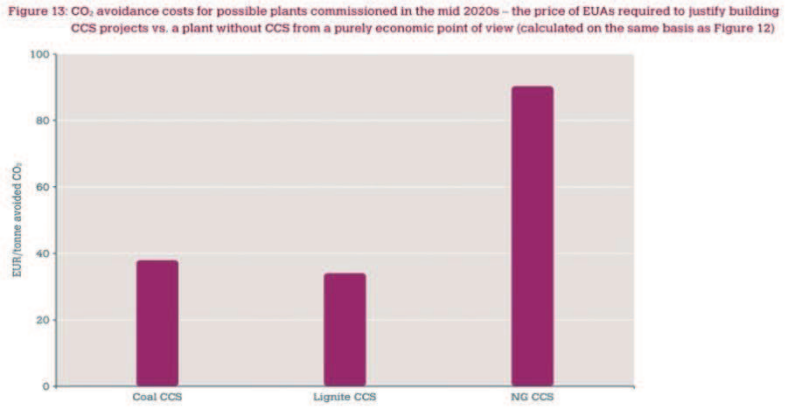


Figure 87. Le coût du captage pour des installations en service d'ici environ 10 ans. Source ZEP

Chiffrer précisément le coût du captage est une entreprise délicate, celui-ci dépendant largement des types d'installations. Selon le rapport de la ZEP (cf. schéma n° 1 supra), ce cout pourrait néanmoins être aujourd'hui évalué autour de 37 €/t pour une centrale à charbon, à 34 €/t pour une centrale de lignite, et autour de 90€/t pour une centrale à gaz. Ce cout dépend néanmoins également du combustible utilisé, le procédé du captage étant, comme indiqué, très consommateur d'énergie.

B - Le transport : un coût maîtrisé

Afin d'évaluer les coûts, l'étude de la ZEP distingue deux niveaux de développement distincts : celui de démonstration (2,5 MtCO2/an associé généralement à un émetteur unique et donc à des moyens de transport non partagés) et celui de développement à plus grande échelle (20 MtCO2/an qui canalise au sein des mêmes infrastructures de transport les émissions de plusieurs gros émetteurs).

Table 1: Cost estimates (in €/t CO_2) for commercial natural gas-fired power plants with CCS or coal-based CCS demonstration projects with a transported volume of 2.5 Mtpa

Distance km	180	500	750	1500
Onshore pipeline	5.4	n. a.	n. a.	n. a.
Offshore pipeline	9.3	20.4	28.7	51.7
Ship	8.2	9.5	10.6	14.5
Liquefaction (for ship transport)	5.3	5.3	5.3	5.3

Figure 88. Estimation du coût (€/tCO2) du transport pour divers projets de démonstration (2,3Mt/CO2/an) en fonction de la distance parcourue. Source : ZEP

Table 2: Cost estimates for large-scale networks of 20 Mtpa (€/tonne CO_2). In addition to the spine distance, networks also include 10 km-long feeders (2*10 Mtpa) and distribution pipelines (2*10 Mtpa)

Spine Distance km	180	500	750	1500
Onshore pipeline	1.5	3.7	5.3	n. a.
Offshore pipeline	3.4	6.0	8.2	16.3
Ship (including liquefaction)	11.1	12.2	13.2	16.1

Figure 89. Estimation du coût (€/tCO2) du transport pour différentes projets de démonstration (20Mt/CO2/an) en fonction de la distance parcourue. Source : ZEP

Sans surprise, le développement d'une installation de transport dédiée et de capacité modeste s'avère le plus coûteux. Pour un transport par canalisation terrestre (onshore), portant sur une quantité inférieure ou égale à 2,5MtCOE2/an, le coût serait ainsi de 5,4 €/tCO_2 pour une distance de 180 km. Il passe en revanche à 1,5€/t pour un projet de grande taille (20Mt/Co2/an).

En offshore, des distances plus grandes sont considérées. Le coût de transport est proportionnel à la distance parcourue, il va de 9€/t pour 180 km à 52€/t pour 1500 km pour un projet de démonstrateur (2,5Mt/an), ce coût passant respectivement à 3,4 et 16,3€ pour un projet à

grande échelle. Dans les mêmes conditions et sur les mêmes distances, le coût de transport par bateau, du CO2 sous forme liquide, s'établit de 13 à 20 €/t (transport et liquéfaction nécessaire) pour un petit projet, ce coût diminuant d'environ 20% pour une quantité de 20Mt/an.

Au-delà de ces chiffres, on estime aujourd'hui qu'une mutualisation des installations permet de diviser par trois le coût de transport par canalisation.

Les coûts de transport par bateaux sont quant à eux sensiblement identiques. Cette réduction des coûts de transport par canalisation n'est toutefois atteinte que lorsque les installations sont utilisées à pleine capacité, ce qui peut potentiellement prendre du temps en fonction des délais nécessaires au raccordement des différents émetteurs concernés.

Enfin, il convient de noter que la réduction des coûts par la mutualisation des efforts d'investissements nécessite la présence d'un coordinateur central, rôle que, selon le BRGM et le MEDDE, pourrait jouer l'État.

C - Le stockage : une forte variation du coût selon les sites[272]

Selon les estimations de la ZEP, les coûts globaux de stockage dépendent principalement de trois éléments :

- la nature de la formation exploitée (gisement épuisé d'hydrocarbures ou aquifère),
- la localisation (onshore ou offshore)
- l'existence de puits réutilisables pour injecter le CO2.

Ainsi, le coût de stockage peut varier d'un facteur 5 entre l'option la plus économe à 3€/t - pour un stockage onshore en gisement d'hydrocarbures épuisé s'appuyant sur des puits existants - et l'option la plus dispendieuse à 14-15 €/t pour un stockage offshore en aquifère pour lequel des puits d'injection sont à réaliser.

[272] Dans les hypothèses décrites ci-dessous, les coûts de stockage incluent également les coûts de surveillance pendant la phase opérationnelle.

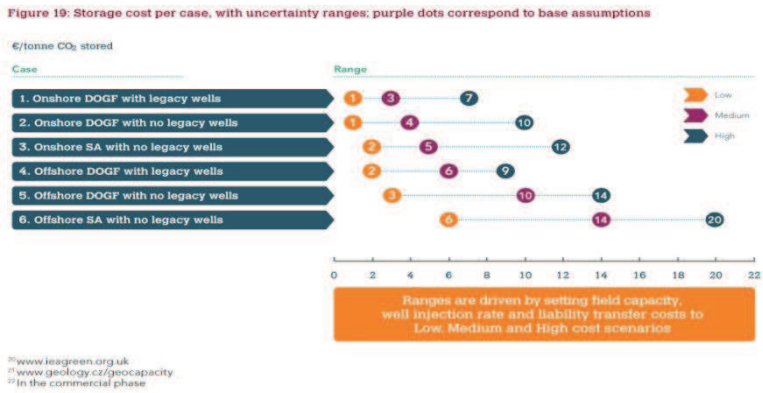


Figure 90. Le coût du stockage. Source : ZEP

L'étude nous montre par ailleurs que ces estimations sont plus particulièrement sensibles à la capacité de la formation de stockage (plus la capacité est grande et plus les coûts sont faibles), à l'injectivité des puits ou encore à la profondeur d'injection.

Alors que cette analyse fournit des tendances, il convient avant tout de considérer que les coûts de stockage dépendent largement du site. Par ailleurs, en raison d'un manque d'expérience pratique à grande échelle, ces estimations restent entachées d'une incertitude particulièrement grande, seule une étude approfondie d'un site considéré permettant in fin de conclure ou non à la faisabilité du projet.

D - Les freins du développement

Les freins au développement des projets CSC résident principalement dans l'importance de leur cout au regard de la faiblesse du prix du carbone et dans les difficultés liées à son acceptabilité.

1 - Un prix du carbone insuffisant

La faiblesse du coût du carbone et l'absence de dispositif incitatif suffisant hypothèquent pour l'heure le développement des projets CSC

Selon les estimations de la ZEP[273], les points d'équilibre de la rentabilité de l'utilisation de projets CSC pour des installations de type centrale à charbon ou à gaz faisant l'objet d'un projet de captage/stockage

[273] Cf. schéma suivant : « le coût total du carbone évité pour des projets intégrés de CSC ».

onshore[274], et utilisant pour l'heure l'une des trois grandes technologies disponibles (pré-, post- et oxycombustion) supposent, selon les scénarios retenus (prix du combustible, coût du stockage) un prix du carbone situé entre environ 40-5 5€/t pour projet de centrale à charbon et entre 80-110 €/t pour un projet sur une centrale à gaz (cf. la figure ci-dessous).

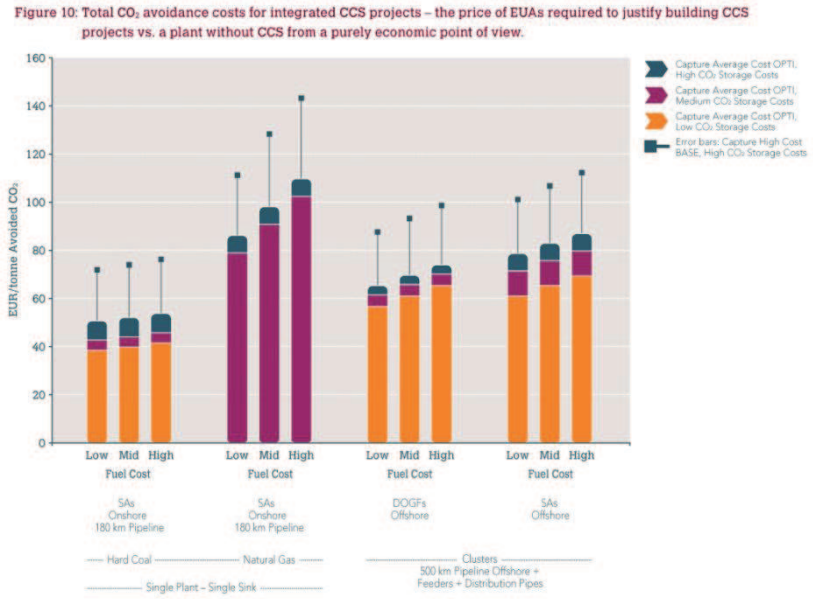


Figure 91. Le coût total du carbone évité pour des projets intégrés de CSC. Source : ZEP

Malgré les incertitudes qui entourent aujourd'hui de telles estimations, l'ordre de grandeur obtenu indique toutefois clairement le caractère non rentable des projets de CSC dans les seules conditions actuelles de marché.

2 - La faiblesse du soutien public

L'absence de soutien public autre qu'européen pèse sur le développement du CSC et pose clairement la question d'un choix dans l'utilisation des subventions publiques.

Les dépenses publiques de la France sur la technologie du CSC se sont à ce jour essentiellement limitées à des contributions de l'ADEME et

[274] Les estimations données apr la ZEP supposent une distance de transport d'environ 180kms.

de l'Agence Nationale de la Recherche pour un total d'environ 80 M€ (cf. le tableau suivant).

Agence	Programme	Objet	Financement [M€]	Commentaires
ANR	Appels à projets R&D	47 projets de R&D	39,3	Programmes concernés : * Captage et stockage de CO2 (2005 - 2008) * Efficacité Energétique et réduction des émissions de CO2 des systèmes industriels EESI (2009 - 2010) * Systèmes Energétiques Efficaces et Décarbonés SEED (2011 - 2013)
	Investissements d'Avenir	IEED Geodenergies	15,9	IEED labellisé en mars 2012, contractualisation en cours
ADEME	Appels à projets R&D	31 projets de R&D	5,7	2003 - 2012
	Fonds démonstrateurs de recherche	Projet C2A2	5,0	* Démonstrateur de captage aux amines sur centrale à charbon (Coordinateur : EDF, technologie ALSTOM) * Inauguré en octobre 2013
		Projet TGR – BF	11,0	* Études préalables à un démonstrateur de captage de CO2 en milieu sidérurgique, transport et stockage géologique de CO2 en aquifères salins (Coordinateur : ARCELORMITTAL)
		Projet France Nord	2,3	* Démonstrateur de stockage de CO2 en aquifères salins (Coordinateur : TOTAL) * Aide accordée initialement : 22 M€. Le projet s'est arrêté à la fin de 2 années d'étude, avant la phase de démonstration.
	Investissements d'Avenir	En cours d'instruction		

Figure 92. Les financements publics à la technologie du captage/stockage du CO2. Source. direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

Le Paquet Energie Climat prévoyait en outre la mise en place d'une enveloppe européenne de subventions, prélevée sur la réserve « nouveaux entrants » et financée par la vente anticipée de 300 millions de quotas. Le produit de cette vente était destiné[275] au lancement de projets de captage/stockage et d'énergies renouvelables innovantes. 200 millions de quotas ont été ainsi monétisés par la BEI pour un montant d'environ 1,2 milliard d'euros afin de financer les projets retenus à l'issue du premier appel à projets lancé par la commission en 2012 et dont la liste a été publiée le 13 décembre 2012. En l'absence de projets de captage/stockage, la totalité du montant de cette première vente a finalement financé en totalité des projets de biotechnologies, de biocarburants ou encore des projets d'éoliennes flottantes.

[275] Cf. la decision 670/2010.

Le 3 avril 2013, la Commission européenne a lancé un second appel à projet destiné, comme lors du premier appel, aux projets de démonstration commerciale de techniques de captage/stockage et aux projets de démonstration de technologies innovantes liées aux énergies renouvelables. Celui-ci s'est clôt le 3 juillet sans toutefois apporter de changement significatif dans la mesure où, sur les 33 projets proposés, un seul, situé en Grande Bretagne, concerne un projet de captage qui devrait être financé par le reliquat du premier appel d'offre et le produit de la vente des 100 millions de tonnes restant de la RNE.

Pour l'heure, cette source potentielle de financement constitue le seul financement public d'importance qui, toutefois, en l'absence de projet français, ne devrait profiter qu'au seul projet présenté et retenu lors du second appel d'offre.

Ce relatif échec des deux appels d'offre RNE pour le développement du CSC pose clairement la question du financement public de cette technologie qui, en l'absence d'un prix significatif du carbone, reste trop couteuse pour inciter le secteur privé à y investir seul, la faiblesse des aides extérieures et, particulièrement, nationales, contribuant à expliquer les difficultés économiques rencontrées par cette technologie. Cette absence a conduit l'AIE dans sa dernière « feuille de route technologique » consacrée au CSC, à pousser les pouvoirs publics à développer des incitations financières suffisantes pour créer un effet de levier et permettre l'émergence d'une technologie, à ses yeux, indispensable pour réussir à réduire de façon significative les émissions mondiales[276].

Certains États comme le Royaume Uni, ont en revanche décidé d'accorder au CSC une place importante dans la construction de leur futur modèle énergétique. En avril 2012, la Grande Bretagne a ainsi mis en place une feuille de route dédiée au déploiement du CSC sur son territoire et annoncé accorder l'équivalent d'1,1 milliards d'euros de subventions au développement de projets de captage/stockage sur son sol. En outre, 125 M£ sont également prévus au titre de divers programme de recherche. Enfin, une task force est chargée de travailler à une réduction rapide de ses coûts.[277]

[276] IEA : Technology roadmap, Carbon capture and storage, 2013 edition.
[277] CCS Roadmap: Supporting deployment of Carbon Capture in the UK, Apr. 2012.

3 - Un choix de politique énergétique : la question de la subvention aux Energies renouvelables vs. Captage/stockage

Le choix de développer des projets de captage/stockage renvoie aujourd'hui à la question de l'utilisation des subventions publiques en faveur des différentes solutions énergétiques qui composent l'enveloppe du Paquet Energie Climat. Sans une aide substantielle des pouvoirs publics, le développement du CSC en Europe – abstraction faite des questions liées à l'acceptabilité de ce type de projet – parait voué aux plus grandes difficultés. La volonté de mettre en œuvre cette technologie implique donc – encore une fois sur le seul plan économique - une réflexion sur l'utilisation actuelle des subventions qui sont accordées aux différents types de technologies sobres en carbone dont certaines, comme le solaire ou l'éolien, dégagent des couts de production qui peuvent se révéler sensiblement supérieurs.

Sur ce point, la ZEP a estimé le coût de l'électricité produite par des centrales équipées de CSC entre environ 80 et 85 € MWh pour une centrale à charbon/lignite de nouvelle génération et entre 90 et 100 €/MWh pour une centrale à gaz, (cf. figure n° 7 ci-dessous) :

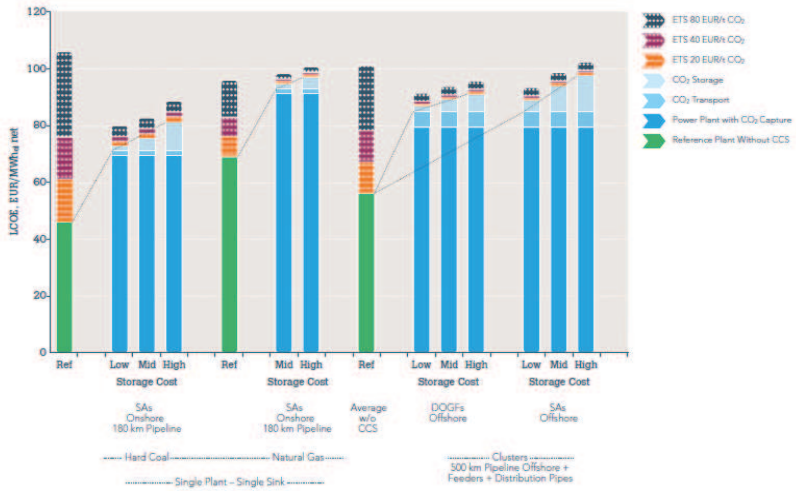


Figure 93. Le coût total de l'électricité(LCOE) pour des projets de CSC (barres bleues) comparées à des installations sans CSC (barres vertes) prenant en compte différents prix de stockage et avec une hypothèse d'un cout moyen du combustible. Source ZEP

Ce schéma ne prend toutefois en compte que les projets « individuels » ou simples (un projet/un puits de stockage). Le coût de

projets « mis en commun" (« clusters ») entrainent, en principe, des couts inférieurs.

Dans une autre étude, certes conduite par Alstom, le coût total du CSC - tout type de projet inclus - apparait compris entre environ 65 € et 120 €/MWh, avec une moyenne située à 86 € (cf. ci-dessous).

Il est à noter que, si la rentabilité d'un projet CSC sur une centrale à gaz suppose un prix du carbone très supérieur à celui d'un projet identique sur une centrale à charbon, le coût total moyen de l'électricité produite par une centrale à gaz dotée d'un projet de CSC reste inférieur à celui d'une centrale à charbon en raison d'une structure de cout très différente et notamment d'un OPEX très inférieur à celui d'une centrale charbon.

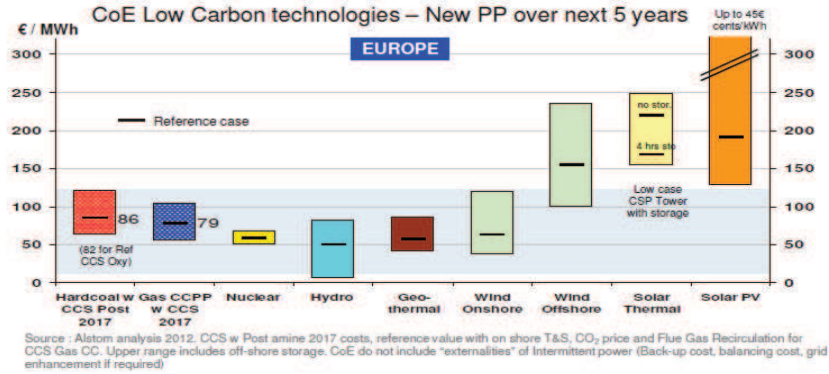


Figure 94. Coût moyen de production de l'électricité en fonction des technologies utilisées. Source : Alstom

Sur un strict plan économique et au regard de ces seules études, le prix de revient de l'électricité produite par des centrales à énergie fossile dont l'essentiel des émissions seraient ainsi captées apparait en finale dans la moyenne basse de l'ensemble des technologies, une fois mis en regard de ceux constatés sur des technologies comme l'éolien offshore ou, plus encore sur le solaire thermique et photovoltaïque qui entrainent, selon le rapport de la Cour des Comptes sur les Energies Renouvelables, des coûts très supérieurs compris, pour ces trois dernières catégories entre 100 € et 350 voire 400 €/MWh.

Il conviendrait toutefois de prendre également en compte, dans cette approche, le coût supplémentaire généré par les importants besoins en électricité du dispositif de captage.

Au total, si d'autres études paraissent nécessaires pour confirmer ces constatations, il semble aujourd'hui pertinent d'intégrer cet élément

de coût complet/efficacité à l'heure où la Commission entend dresser un premier bilan de son Paquet Energie Climat et où la France entame son débat sur la Transition Energétique.

4 - La grande méfiance du public sur la question du stockage

Les acteurs de la filière mais aussi l'ADEME ou l'AIE reconnaissent que le stockage du carbone rencontre la méfiance d'une large part de l'opinion publique. Plusieurs raisons peuvent être évoquées : les peurs engendrées par la thématique de l'enfouissement de produits nocifs, au même titre que tous les déchets industriels ou, de façon plus raisonnée, la crainte liées aux risques de fuites carbone lors des différentes phases du processus.

Le cas « pilote » de Lacq

L'information, le dialogue et la transparence paraissent essentiels à l'accompagnement de toute opération de stockage, y compris en quantité limitée dans le cadre de campagne de caractérisation de formations géologiques.

En matière d'information et de concertation avec le public, il convient de distinguer les démarches obligatoires, prévues par le code de l'environnement, de celles que l'opérateur met éventuellement en œuvre dans le cadre d'une démarche volontaire.

Ainsi, l'instruction de la demande d'autorisation relative à l'ensemble des activités de captage, transport et injection, telle que déposée par TEPF France le 30 avril 2008, a donné lieu, conformément à la réglementation en vigueur, à l'organisation d'une enquête publique. Cette enquête publique, organisée du 21 juillet au 22 septembre 2008, a été ordonnée par l'arrêté préfectoral du 24 juin 2008.

Quinze jours avant l'ouverture de cette enquête, et conformément aux dispositions en vigueur (article L.123-7 du code de l'environnement), le public a été informé de l'organisation de cette enquête par voie d'affichage dans les communes concernées ainsi que par la publication de l'avis d'enquête dans deux journaux locaux.

Enfin, l'avis des conseils municipaux des communes environnantes, celui des conseils de la communauté de commune de Lacq et de la communauté d'agglomération de Pau Pyrénées ont été sollicités et pris en compte dans le cadre de l'instruction de la demande déposée par TEPF France.

En complément de la procédure de participation du public décrite ci-dessus, un arrêté préfectoral en date du 30 avril 2008 a institué une Commission Locale d'Information et de Suivi (CLIS) dédiée au pilote de captage et d'injection. Cette commission, présidée par un élu, a pour objet de promouvoir l'information du public sur les problèmes posés en ce qui concerne l'environnement et la santé humaine.

Les membres de cette CLIS regroupaient : TEPF France, industriel porteur du projet ; une association de riverains et deux associations de protection de l'environnement ; les représentants des salariés de la filiale française de Total ; les élus ; l'État.

Cette commission, toujours active malgré l'arrêt des injections, s'est réunie plus de dix fois en trois ans. Elle a notamment diligenté en octobre 2008 la réalisation d'un sondage auprès de la population locale. Ce sondage, réalisé par la société APESA, constitue aujourd'hui le seul sondage public connu en France en matière de captage et de stockage de CO2.

En complément de ces dispositions prévues par la loi, décidées par le préfet ou demandées par la CLIS, Total a également conduit plusieurs actions, telles que la réalisation d'une étude visant à identifier les acteurs potentiellement concernés par le projet et à recueillir leurs sentiments, l'organisation de réunions publiques d'information ou encore l'organisation de visites de site.

Alors que le processus d'échange se poursuit, il semble que ce projet se soit, au total, déroulé dans des conditions raisonnablement bonnes. Il est à noter qu'une association locale (l'association des coteaux du Jurançon), relayée par une association nationale (France Nature Environnement) s'est constituée contre ce projet. Des actions judiciaires ont été engagées par cette association : un recours a été rejeté par le Tribunal Administratif de Pau en 2012 ; le dossier est à ce jour en appel à Bordeaux. Des courriers ont également été adressés à la Commission européenne dans lesquels l'association a « dénoncé » l'illégalité de ce projet au regard du droit communautaire.

Il convient toutefois de rappeler que le projet de Lacq restait avant tout un projet de recherche impliquant à ce titre des injections de CO2 inférieures à 100000t/Co2, Total ne disposant pas d'un permis d'un stockage. Un projet de taille industriel entrainant le stockage de dizaines de millions de tonnes pourrait générer d'autres réactions dont il est difficile, à ce stade de préjuger.

À titre d'exemple, des études d'opinion menées dans le cadre du projet « ULCOS » auraient, selon le Ministère de l'Ecologie, montré une perception globale plutôt favorable du projet, qui pourraient s'expliquer par la préservation d'emplois locaux et le maintien de la compétitivité d'industries régionales. Le volet stockage géologique du CO2 du projet resterait néanmoins un sujet sensible et l'objet de nombreuses interrogations sur les risques associés.

5 - La question des responsabilités financières accompagnant la cession de sites de stockage

L'article 18 de la directive 2009/31/CE impose à tout opérateur de site de stockage une durée minimale de 20 ans après la fermeture de ce site avant un possible transfert de responsabilité aux autorités compétentes. Cette période a été portée à 30 ans par le texte de transposition français.

Durant toute la durée de l'exploitation (pré et post-fermeture) l'exploitant doit apporter une garantie financière, qui, demandée lors du permis de stockage, « est valable et effective avant le commencement de l'injection » (directive 2009/31/CE, art. 19). En outre, lors du transfert de responsabilité l'exploitant doit mettre une contribution financière à disposition de l'autorité compétente, notamment afin de couvrir les coûts supportés par cette autorité après ce transfert, cette contribution devant permettre de couvrir « au moins le cout prévisionnel de la surveillance financière pendant une période de trente ans » (art.20).

Ce montant, aujourd'hui impossible à définir ex ante, sera calculé au cas par cas.

Toutefois, cet engagement d'un opérateur privé sur une période de 60 ans a jusqu'ici soulevé d'importantes réticences, ce temps ne correspondant pas, selon certains représentants du secteur, à l'horizon de l'entreprise.

E - Conclusion : la pertinence du CSC

1 - La mise en place de projets de CSC devrait s'inscrire dans une réforme d'ensemble du paquet Energie climat et en particulier du Système communautaire d'échange de quotas

Les émissions européennes se sont montées en moyenne sur la période 2008-2012 à 1,9 milliards de tonnes. Une réduction dans des proportions semblables à celles envisagées à terme par l'AIE grâce à l'usage du CSC, soit environ 20% des émissions, représenteraient l'équivalent d'environ 400 MtCO2. Une telle ponction sur l'effort demandé au SCEQE en l'absence de réforme du montant du plafond des quotas risquerait de porter un nouveau coup au marché européen du carbone.

Tout déploiement significatif du CSC en Europe devrait prendre en compte ce facteur.

Ce constat ne fait ainsi que renforcer la nécessité a priori d'une refonte du Paquet Energie Climat et d'une meilleure prise en compte de la cohérence de ses différentes composantes entre elles (cf. également les analyses complémentaires de l'annexe consacrée au SCEQE sur la cohérence du Paquet Energie Climat).

2 - Le CSC : un usage pertinent pour la France ?

Il n'existe pas de taille minimum requise proprement dite pour garantir une mise en œuvre efficace et efficient du CCS, même si logiquement, les installations de dimensions importantes restent ciblées pour compenser les coûts d'investissement élevés et atteindre un coût acceptable par tonne de CO2 évité. La directive 2009/31/CE traitant du stockage géologique de CO2 établit un premier seuil à 100 000 t CO2/an pour distinguer les projets de recherche des installations à caractère commercial. Dans le cadre du fonds européen NER 300, qui vise le financement de projets commerciaux de démonstration de CCS, les seuils de capacité minimale ont été fixés à 500 000 t CO2/an pour les applications industrielles et 250 MW pour la production d'électricité

(avec un taux de captage d'au moins 85%). En première approche, un seuil minimum de 500 kt CO2 / an peut être considéré comme ordre de grandeur pour la mise en œuvre commerciale du CCS.

Suivant l'inventaire des installations françaises actuellement soumises à l'ETS, en 2011 environ 50 installations se situent actuellement au-dessus du seuil de 500 kT CO2 /an pour un total d'émissions de CO2 avoisinant 70 millions de tonnes, soit environ 20% des émissions de CO2 en France liées aux activités humaines. Les installations en question concernent notamment les secteurs de la sidérurgie, de la production d'électricité fossile, du raffinage et de l'industrie chimique.

Au regard du seul niveau de prix du carbone nécessaire à la rentabilité d'un projet CSC, le choix d'investir dans cette technologie semble peu soutenable. Toutefois, il apparait souhaitable de pouvoir envisager la future feuille de route énergétique française en pleine connaissance de cause. À l'évidence, les subventions européennes, en l'état actuel du marché du carbone, seront insuffisantes pour aider à l'émergence de plus d'un ou deux projet de CSC[278] alors que la directive en envisageait douze en 2009. Le choix de la France de subventionner cette technologie lui appartient aujourd'hui, la Grande Bretagne ayant clairement opté pour le CSC et l'Allemagne semblant au contraire s'en éloigner au seul profit des énergies renouvelables. Ce choix comprend plusieurs paramètres dont le cout et l'acceptabilité constituent les principaux, sans oublier toutefois l'enjeu climatique :

- l'acceptabilité demeure une question difficile qui, si le choix en faveur du CSC est arrêté, nécessitera d'importants efforts de concertation ;
- la question du cout parait aujourd'hui faussée : en effet, au seul chapitre des projets de CSC sur des centrales à énergie fossile, il conviendrait de pouvoir comparer, sur un strict plan économique, le coût des différentes technologies à disposition. Or, il apparait en première analyse que le coût de l'électricité généré aujourd'hui par des centrales avec CSC reste très inférieur à celui de certaines technologies d'énergies renouvelables (principalement l'éolien offshore et le solaire). Ce cout pour le consommateur ne doit pas être oublié ;
- l'atout que représente le CSC dans la lutte contre le changement climatique ne doit pas être perdu de vue : en l'état

[278] Pour mémoire, le projet ULCOS nécessiterait une enveloppe de 265 M€ qu'il convient de comparer aux 100 millions de tonnes qui doivent être mises aux enchères pour financer le second appel d'offres de la NER 300 alors que le prix du quota était, début juin 2013, inférieur à 4 €/t.

actuel de son mix énergétique, de ses habitudes de consommation et de ses progrès en matière d'efficacité énergétique l'Europe aura les plus grandes difficultés à atteindre une division par quatre de ses émissions en 2050. La contribution du CSC comme technologie de transition destinée à réduire les émissions parait dès lors indéniable. En effet, le captage/stockage représente une technologie unique pour réduire de façon presque totale les émissions d'industries fortement émettrices comme la sidérurgie, la production de ciment et le raffinage pour le traitement desquelles peu d'alternatives technologiques de réduction drastique existent à ce jour ;

- en outre, cette technologie pourrait également permettre de maintenir une production fossile sans émissions alors que celle-ci s'avère pour l'heure indispensable pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables, tout au moins en l'état actuel des techniques et des perspectives de court terme.

Si le panorama des installations émettrice françaises rend donc dans l'immédiat ce choix moins évident pour la France, il convient toutefois de s'interroger sur les conséquences qu'impliquerait un abandon total de cette technologie alors que de nombreux pays extra européens s'engagent dans cette voie, que de nombreuses secteurs nationaux (tels la sidérurgie) pourraient trouver là un nouveau souffle et que l'industrie française compte plusieurs leaders de cette technologie sur ce marché.