

N° 3415

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

ONZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale
le 22 novembre 2001

N° 94

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2001-2002

Annexe au procès-verbal de la séance
du 23 novembre 2001

OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION
DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES

RAPPORT

SUR

L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES
DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Par M. Claude BIRRAUX, Député
et
M. Jean-Yves LE DÉAUT, Député

Déposé sur le Bureau de l'Assemblée nationale
par M. Jean-Yves LE DÉAUT,
Président de l'Office

Déposé sur le Bureau du Sénat
par M. Henri REVOL,
Premier Vice-Président de l'Office.

Energie et Carburants

ASSEMBLÉE NATIONALE

LE PRÉSIDENT

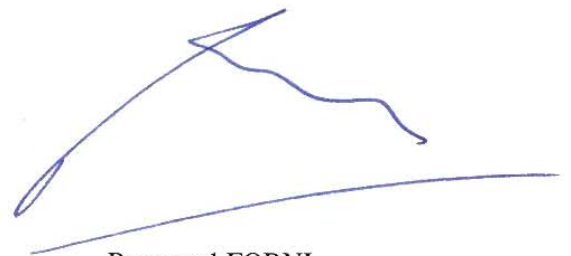
Paris, le 15 décembre 2000

Monsieur le Président,

En application de l'article 6 *ter* de l'ordonnance 58-1100 modifiée du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, M. Jean-Marc Ayrault, Président du groupe socialiste, a demandé au Bureau de saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques d'une étude sur "l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables et sur la situation présente et l'éventuel renforcement de la recherche et de l'industrie française dans ce domaine".

Lors de sa réunion du mercredi 13 décembre 2000, le Bureau a examiné cette demande et y a apporté une réponse favorable.

Je vous prie, Monsieur Président, de croire à l'assurance de mes meilleurs sentiments.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, sweeping initial 'R' followed by a series of connected loops and a final horizontal stroke.

Raymond FORNI

Monsieur Henri REVOL
Président de l'Office parlementaire
d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

CHAPITRE I : LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : POUR QUOI, POUR QUI ET JUSQU'OU ?

DES TECHNOLOGIES CLÉS POUR L'ACCESSION À L'ÉNERGIE DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT ET POUR RATIONALISER LA CONSOMMATION DANS LES TRANSPORTS ET L'HABITAT DANS LES PAYS DÉVELOPPÉS

I.- DES ÉNERGIES TECHNIQUEMENT DISTINCTES DES ÉNERGIES FOSSILES OU NUCLÉAIRES

1. Des énergies aux usages multiples et variables dans le temps et l'espace
2. Des énergies convenant mieux à la production décentralisée qu'à la production centralisée
3. Des énergies à profil local pour des besoins locaux
4. Un couplage le plus souvent nécessaire avec les énergies classiques

II.- DES ÉNERGIES FONDAMENTALES, AVEC D'AUTRES, POUR LE MONDE EN DÉVELOPPEMENT

1. La croissance mondiale des besoins en énergie
2. Des besoins en énergie diversifiés selon les régions du monde
3. Les énergies renouvelables, une solution partielle aux problèmes de développement économique et de la lutte contre l'effet de serre

III.- EN EUROPE, DES OBJECTIFS NATIONAUX POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIANT SELON LES RESSOURCES NATURELLES ET LES RÉALITÉS POLITIQUES

1. Les énergies renouvelables en Allemagne : la convergence de la politique et du marketing industriel au service de l'économie
2. L'éolien, un atout du Danemark, complété par un joker : le gaz
3. Le Royaume Uni pour le développement des renouvelables sous le contrôle du marché
4. L'Union européenne malheureusement focalisée pour le moment sur l'électricité verte

IV.- EN FRANCE, UN INTÉRÊT MINEUR POUR LA PRODUCTION INTÉRIEURE D'ÉLECTRICITÉ MAIS MAJEUR POUR LES TRANSPORTS, LE RÉSIDENTIEL-TERTIAIRE ET L'EXPORTATION

1. Des besoins futurs en énergie difficilement contenus par la maîtrise de l'énergie
2. Les enseignements de l'expérience guadeloupéenne à l'usage de la métropole ou la difficulté de faire croître rapidement la part des énergies renouvelables
3. Une contribution probablement insuffisante de l'électricité verte
4. Un apport potentiel majeur des énergies renouvelables à la problématique des transports et du résidentiel-tertiaire

CHAPITRE II : LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : QUELLES PRIORITÉS ?

DES CHOIX À REVOIR DANS L'IMPORTANCE DONNÉE AUX DIFFÉRENTES FILIÈRES FRANÇAISES

I.- L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE, UN OBJECTIF MOINS IMPORTANT AU PLAN NATIONAL QU'AU PLAN INTERNATIONAL

1. L'amélioration de la compétitivité de l'électricité éolienne
2. L'intérêt et les limites de l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité
3. Le solaire photovoltaïque, un marché considérable à l'exportation
4. Les progrès à faire sur les technologies clés du stockage de l'électricité
5. La géothermie haute température pour la production d'électricité
6. Le solaire thermodynamique, de nouveau à l'ordre du jour pour les pays du Sud

II.- LE THERMIQUE ET LES CARBURANTS RENOUVELABLES, DES RÉPONSES ESSENTIELLES AUX GRAVES PROBLÈMES FRANÇAIS DU RÉSIDENTIEL, DU TERTIAIRE ET DES TRANSPORTS

1. Les succès de la géothermie basse température et des réseaux de chaleur
- 1.4. Des travaux de prospection à reprendre
2. Les pompes à chaleur, une technique à réhabiliter
3. Le solaire thermique, une technologie mûre à la recherche de volumes
4. La réglementation thermique et l'habitat bioclimatique
5. Le stockage d'énergie non électrique et en particulier d'énergie thermique
6. La biomasse, un ensemble de perspectives prometteuses

CHAPITRE III : QUELLE POLITIQUE POUR L'AVENIR ?

UNE POLITIQUE À RENFORCER NON PAR UN SOUTIEN ACCRU À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE MAIS PAR LA REVITALISATION DE LA RECHERCHE, DE L'INDUSTRIE ET DE LA COOPÉRATION TECHNIQUE

I.- LE BILAN : UNE POLITIQUE QUI SE MET EN PLACE DANS CERTAINS SECTEURS

1. L'engagement du Gouvernement en faveur du développement des énergies renouvelables
2. L'ADEME
3. Le CNRS en phase de mise au point d'un nouveau programme
4. Les travaux du CEA
5. L'action du ministère de la Coopération et de l'Agence française de développement

II. – LE CONSTAT : DES MESURES DE SOUTIEN COÛTEUSES MAIS INSUFFISAMMENT CIBLÉES SUR LES ENJEUX MAJEURS - TECHNOLOGIQUES, INDUSTRIELS ET EUROPÉENS

Introduction : les coûts de production de l'électricité et de la chaleur

1. Le coût très élevé des mesures de soutien à l'éolien
2. Une équation plus favorable pour le photovoltaïque
3. Un retard accumulé dans la politique de recherche et développement
4. De multiples verrous technologiques à faire sauter
5. La pression de plus en plus forte de la Commission européenne en faveur du développement des énergies renouvelables

III.- LES PROPOSITIONS : UN RECENTRAGE ET UNE ACCÉLÉRATION INDISPENSABLES

1. Préparer un passage rapide aux certificats verts et la globalisation des négociations sur l'ensemble des énergies renouvelables
2. Dynamiser la recherche
3. Sauver l'industrie française
4. Renforcer la transparence de l'ADEME et restaurer son pilotage par l'État
5. Des incitations fiscales à systématiser
6. Promouvoir la coopération de terrain
7. Le renforcement urgent de l'autorité du Secrétariat d'État à l'industrie
8. Le Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »
9. Le Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE

GROUPE DE TRAVAIL, PERSONNALITÉS AUDITIONNÉES, VISITES

COMPTE RENDU INTÉGRAL DE L'AUDITION PUBLIQUE DU 8 NOVEMBRE 2001

LES ENERGIES RENOUVELABLES : QUE PEUT-ON EN ATTENDRE ? COMMENT EN SOUTENIR LE DEVELOPPEMENT ?

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.

**L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES
DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
Chapitre Ier, 1^{ère} partie**

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE I : LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : POUR QUOI, POUR QUI ET JUSQU'OU ?.....	3
DES TECHNOLOGIES CLÉS POUR L'ACCESSION À L'ÉNERGIE DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT ET POUR RATIONALISER LA CONSOMMATION DANS LES TRANSPORTS ET L'HABITAT DANS LES PAYS DÉVELOPPÉS.....	3
I.- DES ÉNERGIES TECHNIQUEMENT DISTINCTES DES ÉNERGIES FOSSILES OU NUCLÉAIRES.....	5
1. <i>Des énergies aux usages multiples et variables dans le temps et l'espace.....</i>	8
1.1. Des sources d'énergie pour des usages très diversifiés.....	8
1.2. Une intermittence plus ou moins forte de la production.....	9
1.3. La prise en compte de l'intermittence pour la production d'électricité.....	12
2. <i>Des énergies convenant mieux à la production décentralisée qu'à la production centralisée.....</i>	13
2.1. Des énergies plus ou moins adaptées à la production décentralisée.....	13
2.2. Les perspectives de la production répartie d'énergie.....	14
3. <i>Des énergies à profil local pour des besoins locaux.....</i>	14
4. <i>Un couplage le plus souvent nécessaire avec les énergies classiques.....</i>	16
II.- DES ÉNERGIES FONDAMENTALES, AVEC D'AUTRES, POUR LE MONDE EN DÉVELOPPEMENT	19
1. <i>La croissance mondiale des besoins en énergie.....</i>	19
1.1. Les scénarios de l'OCDE, du DOE et de l'IIASA.....	20
1.2. Les scénarios du GIEC-IPCC publiés en 2001.....	21
2. <i>Des besoins en énergie diversifiés selon les régions du monde.....</i>	24
2.1. Les hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie, et en particulier des énergies renouvelables.....	24
2.2. Des différences régionales importantes.....	26
3. <i>Les énergies renouvelables, une solution partielle aux problèmes de développement économique et de la lutte contre l'effet de serre.....</i>	33
3.1. Le constat du GIEC sur le réchauffement climatique.....	33
3.2. Les scénarios d'évolution des émissions de gaz à effet de serre.....	37
3.3. Une part des renouvelables dans l'approvisionnement mondial limité à 30 % en 2050.....	38
3.4. Des filières essentielles pour l'accession à l'énergie mais ne couvrant pas toute la gamme des besoins.....	40

[Suite du rapport : chapitre Ier, 2^{ème} partie](#)
[Retour au sommaire du rapport](#)

Introduction générale

Les énergies renouvelables connaissent depuis le milieu des années 1990 une vogue qui semble se renforcer d'année en année.

L'objectif du développement durable adopté à la Conférence de Rio de 1992 est à l'origine de cet essor, qui ne doit toutefois pas faire oublier à la fois l'intérêt récent qui leur a été accordé dans les années 1980 et l'intérêt immémorial dont elles bénéficient depuis l'aube de l'humanité.

Énergies les plus anciennement utilisées par l'humanité, les énergies renouvelables, sont essentiellement tirées des éléments – la terre, l'eau, l'air et le feu – et du soleil.

On désigne aujourd'hui par énergies renouvelables un ensemble de filières diversifiées dont la mise en œuvre n'entraîne en aucune façon l'extinction de la ressource initiale.

Tirées du vent, l'énergie éolienne mais aussi l'énergie houlomotrice conduisent à la production d'électricité.

Provenant du soleil, le solaire photovoltaïque permet la production d'électricité, de même que le solaire thermodynamique, tandis que le solaire thermique permet la production de chaleur ou de froid.

Extrayant la chaleur de la terre, la géothermie conduit à l'obtention de chaleur, de froid ou d'électricité.

Mobilisant grâce aux mécanismes complexes du vivant par la photosynthèse les apports du soleil, de la terre et du gaz carbonique de l'air, la biomasse offre également une variété considérable de possibilités en termes de combustion, de fermentation et de synthèse chimique ou enzymatique.

Les énergies renouvelables sont ainsi multiples et fondamentalement diverses par leurs mécanismes physiques, chimiques ou biologiques

En tout état de cause, la démarche conduite par vos Rapporteurs a consisté dans un premier temps à répondre à quelques-unes des questions essentielles que l'on se pose au vu du rôle qu'ont joué les énergies renouvelables dans l'histoire de l'humanité et que leur nouvelle actualité oblige à éclaircir si l'on veut conduire une réflexion rationnelle.

La première question fondamentale à laquelle il faut apporter une réponse est simple : à quels types d'usage les énergies renouvelables se prêtent-elles et en conséquence jusqu'où peut-on en préconiser l'utilisation ? Des réponses différenciées doivent en tout état de cause être obtenues tant pour les pays développés que pour les pays en développement.

Une fois établies les caractéristiques intrinsèques des énergies fondamentales et leur domaine d'application dans les pays développés et dans les pays du Sud, une deuxième question apparaît immédiatement. Compte tenu de leur diversité et de la multiplicité

d'applications possibles, quelles filières faut-il privilégier en France, de manière que leur contribution au bilan énergétique et au développement industriel soit optimale ?

La troisième question porte en conséquence sur la politique qu'il convient de mener en France, au vu des actions déjà conduites et des problèmes à résoudre aux plans de la recherche et du développement industriel.

En définitive, le présent rapport comprend trois chapitres.

Le premier répond à la question déjà formulée « *les énergies renouvelables : pour quoi, pour qui et jusqu'où ?* » en indiquant qu'il s'agit de technologies clés pour l'accès à l'énergie dans les pays en développement et pour rationaliser la consommation d'énergie dans les transports et l'habitat dans les pays développés.

Le deuxième chapitre répond à la question « *quelles priorités donner aux différentes filières ?* » en démontrant que les choix sont à revoir dans l'importance accordée aux différentes filières françaises, l'électricité renouvelable étant un objectif moins important au plan national qu'au plan international alors qu'au contraire, le thermique et les biocarburants représentent des réponses essentielles aux graves problèmes français de la consommation d'énergie dans l'habitat et les transports.

Le troisième chapitre traite enfin de la question « *quelle politique pour l'avenir ?* » en proposant que l'accent soit désormais mis sur la recherche et le renforcement de l'industrie française, avec un recentrage et une accélération indispensables autour du thermique, de l'architecture bioclimatique et des biocarburants.

Chapitre I : les énergies renouvelables : pour quoi, pour qui et jusqu'où ?

**DES TECHNOLOGIES CLÉS POUR L'ACCESSION À L'ÉNERGIE DANS
LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT ET POUR RATIONALISER LA
CONSOMMATION DANS LES TRANSPORTS ET L'HABITAT DANS LES
PAYS DÉVELOPPÉS**

Les énergies renouvelables ont été les seules énergies dont l'humanité a pu disposer au cours d'une longue période allant des origines au début de la révolution industrielle.

Remplacées par les énergies fossiles puis fissiles, les énergies renouvelables connaissent depuis le début des années 1980 un regain d'intérêt notable, qui se traduit même depuis la fin des années 1990 par l'espoir formulé par certains qu'une fois revisitées par la technologie moderne, les énergies renouvelables pourraient se substituer aux énergies fossiles ou fissiles dont l'épuisement semble proche et dont les inconvénients environnementaux sont immédiats en termes d'émissions de gaz à effet de serre et de déchets radioactifs.

Dès lors, il convient de déterminer si les énergies renouvelables comportent ou non des caractéristiques spécifiques, les distinguant ou non des énergies fossiles ou fissiles.

Il convient également d'évaluer quel pourrait être leur rôle à l'avenir, pour l'approvisionnement en énergie des différentes régions du monde, compte tenu des prix relatifs actuels des différentes filières et de leur évolution probable.

A cet égard, la situation des pays en développement doit être examinée avec attention, pour déterminer quelle pourrait être la contribution des énergies renouvelables au problème fondamental de l'accès de ces pays à l'énergie.

Simultanément, la politique suivie par les différents pays européens en pointe dans l'utilisation des énergies renouvelables doit être étudiée afin de tirer les leçons des différentes expériences nationales.

La France, par ailleurs, possède une situation particulière, avec une indépendance presque totale pour la production d'électricité, grâce à son hydroélectricité et à son parc électronucléaire. En revanche, sa dépendance est pratiquement totale pour les transports et pour la consommation d'énergie fossile dans le résidentiel-tertiaire.

Compte tenu de la spécificité de cette situation, quels doivent être les objectifs stratégiques fixés aux énergies renouvelables dans notre pays ?

I.- Des énergies techniquement distinctes des énergies fossiles ou nucléaires

Tirées des quatre éléments – la terre, l'eau, l'air et le feu – et du soleil, les énergies renouvelables sont inépuisables et d'un usage immémorial.

On parle de nos jours d'énergies renouvelables pour désigner en fait des sources anciennes dont la mise en œuvre est optimisée avec des technologies modernes ou bien d'énergies dont le principe est entièrement nouveau, comme le photovoltaïque où la lumière du soleil produit directement de l'électricité.

Une typologie classique consiste à distinguer les énergies renouvelables selon leur degré de maturité technique (voir tableau ci-après).

Dans la catégorie des énergies renouvelables matures, on place généralement d'une part l'hydroélectricité réduite en réalité en France aux micro et au mini-centrales, faute de sites adéquats pour la grande hydroélectricité, et, d'autre part, l'utilisation de la chaleur extraite des procédés d'incinération d'ordures ménagères.

Les filières en développement, dont on peut attendre des progrès très rapides, sont l'éolien, le solaire thermique, le bois combustible, la géothermie basse température et le biogaz.

Les filières en devenir, dont les performances techniques et économiques ne seront optimales que dans quelques années, comprennent le solaire photovoltaïque, l'éolien offshore, l'énergie tirée des vagues, la géothermie haute température et la filière hydrogène, l'hydrogène n'étant pas à proprement parler une énergie renouvelable mais plutôt un vecteur de stockage.

Un tel classement est évidemment sujet à caution dans la mesure où la performance technique et plus encore économique est une notion relative qui dépend des hypothèses faites sur le contexte et sur le niveau de performance des énergies de référence. En particulier, les comparaisons incluent-elles les coûts évités tels que les coûts de réseau ou les coûts externes tels que ceux relatifs à l'amont et à l'aval de la production ?

Mais il est incontestable que certaines énergies renouvelables sont d'ores et déjà utilisables et utilisées à grande échelle alors que d'autres doivent encore nécessairement faire l'objet de développements.

Tableau 1 : Caractéristiques des trois catégories de filières d'énergies renouvelables
(source : DGEMP)

les filières matures	les filières en développement	les filières en devenir
<ul style="list-style-type: none"> technologies maîtrisées expérience industrielle 	<ul style="list-style-type: none"> technologies dont le développement a commencé améliorations techniques attendues diminution nécessaire des coûts d'investissement et du coût du kWh produit 	<ul style="list-style-type: none"> technologies non entièrement maîtrisées (capteurs) ou technologies très onéreuses
<ul style="list-style-type: none"> <i>micro et mini hydroélectricité</i> <i>incinération des ordures ménagères</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>éolien</i> <i>biogaz</i> <i>solaire thermique</i> <i>bois combustible</i> <i>géothermie basse température</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>éolien off shore</i> <i>solaire photovoltaïque¹</i> <i>énergie houlomotrice</i> <i>géothermie haute température</i> <i>filière hydrogène</i>
<ul style="list-style-type: none"> coût de production du kWh proche des filières classiques (nucléaire et cycle combiné au gaz) et des prix du marché : <ul style="list-style-type: none"> - 20-25 cF / kWh (36 à 40 cF / kWh : petit hydraulique avec échelles pour les poissons et autres aménagements pour la faune et la flore) 	<ul style="list-style-type: none"> investissement initial élevé coût de maintenance élevé : <ul style="list-style-type: none"> - surprises fréquentes (exemple : installations de géothermie en Ile-de-France - détérioration inattendue des échangeurs en raison d'une eau corrosive) 	<ul style="list-style-type: none"> photovoltaïque : <ul style="list-style-type: none"> - capteurs chers - coûts de production élevés avec réseau interconnecté - rentable dans les pays en développement et plus généralement dans certains sites isolés
<ul style="list-style-type: none"> ces filières peuvent être aidées mais ne rencontrent pas de problème majeur en matière de développement 	<ul style="list-style-type: none"> phase d'apprentissage : expériences en cours mais pour le moment à la rentabilité économique insuffisante nécessité d'une incitation : <ul style="list-style-type: none"> - soutien financier (coût d'investissement ou charges d'exploitation) - incitation à la poursuite de l'amélioration des performances) aides à la recherche 	<ul style="list-style-type: none"> aides à la recherche nécessaires incitations indispensables pour faire émerger un marché
<ul style="list-style-type: none"> limitations : <ul style="list-style-type: none"> - progrès technique - problème de gisement pour la micro-hydroélectricité - ordures ménagères : la filière incinération est en concurrence avec le tri sélectif, les décharges et rencontre des difficultés d'implantation 	<ul style="list-style-type: none"> problèmes d'acceptation locale 	<ul style="list-style-type: none"> problèmes d'acceptation locale

En tout état de cause, il est important de mesurer, dans un pays comme la France, la contribution de chacune des filières au bilan énergétique.

On trouvera au tableau suivant la production des différentes filières en France pour l'année 2000.

¹ Cette technologie est compétitive sur certaines niches.

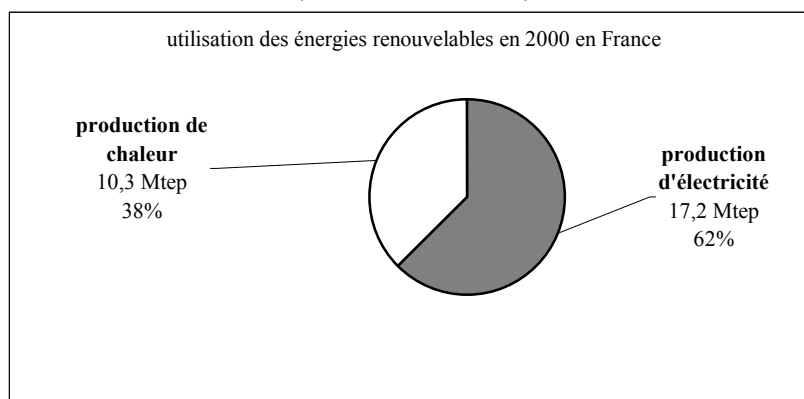
Tableau 2 : Bilan des énergies renouvelables en 2000 : production par source
(source : DGEMP)

Métropole + DOM – 2000 estimation	électricité produite (GWh)	chaleur produite (ktep)
hydraulique	73 587	-
éolien	94	-
solaire	10	20
géothermie	21	117
déchets urbains solides	1522	661
bois et déchets bois	1437	8948
résidus de récoltes (y compris bagasse)	378	201
biogaz	346	58
biocarburants	0	335
total	77 394	10 340
total général en ktep		27 522

Ainsi, la production d'énergies renouvelables a atteint plus 27 millions de tonnes équivalent pétrole en 2000, dont 17 liées à la production d'électricité et 10 à des utilisations directes sous forme de chaleur. L'utilisation thermique directe qui représente environ 4 % de la consommation totale d'énergie primaire est donc loin d'être négligeable.

Au demeurant, sur la base de ce constat mais aussi sur la base d'une évidence technique, l'utilisation des énergies renouvelables ne peut se résumer à la production d'électricité (voir graphique ci-après).

Tableau 3 : Utilisation des énergies renouvelables en France en 2000
(source : DGEMP)



D'ores et déjà, dans notre pays, la production de chaleur représente 38 % de l'utilisation des énergies renouvelables.

L'actualité des énergies renouvelables est certes centrée dans notre pays sur la production d'électricité, avec l'émergence d'un parc éolien et l'installation de panneaux solaires, voire de la cogénération.

Mais, même si la production d'électricité sert de porte-drapeau aux promoteurs des énergies renouvelables, rien ne serait plus faux que de considérer la question du développement des énergies renouvelables sous le seul angle de la production d'électricité.

1. Des énergies aux usages multiples et variables dans le temps et l'espace

Les énergies renouvelables présentent des caractéristiques intrinsèques qui les différencient notablement des énergies classiques et leur ouvrent des usages relativement distincts de celles-ci.

1.1. Des sources d'énergie pour des usages très diversifiés

Les énergies renouvelables offrent toute une gamme de puissances, depuis les unités de production d'électricité de grande taille, comme les barrages hydroélectriques, les usines marémotrices ou les éoliennes de grande taille, jusqu'aux installations solaires individuelles, dont la puissance correspond aux besoins d'un foyer ou d'un groupe de foyers.

1.1.1. L'hydroélectricité, une énergie renouvelable de puissance mais au potentiel non extensible

L'hydroélectricité constitue une énergie dont la mise en œuvre à l'échelle industrielle en France date de l'entre-deux guerres. Il s'agit aussi de l'énergie renouvelable dont l'importance en terme de production est la plus grande en France, puisqu'en 2000, sa production a représenté 73 TWh, soit 15 % de la production d'électricité nationale.

Un barrage hydroélectrique sur une éclusée comme celui de Génissiat sur le Rhône a une puissance installée de 417 MW. Un barrage lac comme celui de Grand Maison dans l'Isère a une puissance installée de 1224 MW. Les barrages des lacs d'Auvergne ont des puissances de 300 MW environ. Quant à l'usine marémotrice de la Rance, elle comprend 24 groupes bulbes de 10 MW.

On distingue généralement la petite hydroélectricité de la grande hydroélectricité.

Les petites centrales hydrauliques sont celles qui ont une puissance inférieure à 10 MW. Il existe à l'heure actuelle environ 1700 mini-centrales hydrauliques, dont la production oscille autour de 7,5 TWh par an. En réalité, seule la petite hydraulique dispose en France d'un potentiel de croissance.

1.1.2. Les éoliennes, de 20 kW à 2,5 MW

Les éoliennes constituent les installations emblématiques du développement des énergies renouvelables. L'industrie propose toute une gamme d'éoliennes, dont l'utilisation peut convenir à un groupe d'habitations individuelles et peut aller jusqu'à une production de masse dans le cadre de fermes éoliennes offshore.

Des éoliennes d'une puissance de 25 kW comme celles fabriquées par la société française Vergnet répondent aux besoins de villages comprenant de 40 à 100 foyers dont chacun consomme 1,5 kWh par jour en moyenne.

A l'autre extrémité de la gamme, l'éolienne la plus puissante en activité à la mi-2001 était une machine Nordex de 2,5 MW, dont le rotor a un diamètre de 80 mètres. Des projets de fermes offshore sont actuellement à l'étude, dont la puissance totale devrait augmenter

dans les prochaines années. Ainsi le Danemark a réalisé un parc de 20 éoliennes de 2 MW chacune au large du port de Copenhague.

Au demeurant, les aérogénérateurs qui représentent la majorité des machines installées dans le monde en 2000 ont une puissance variant entre 500 et 999 kW.

1.1.3. Les autres énergies renouvelables, de 1 W à 100 MW

L'énergie solaire est exploitable dans des installations de puissance très variables, allant de 1 kW pour les panneaux solaires d'une maison individuelle jusqu'à 100 MW pour une centrale solaire cylindro-parabolique.

D'une manière générale, le solaire photovoltaïque correspond à des puissances relativement faibles, environ 1 kWc pour 10 m² de panneaux solaires. Le solaire thermique est dans la même situation, puisqu'un chauffe-eau solaire individuel de 200 litres nécessite 2 m² de capteurs dans les DOM ou 4 m² en France métropolitaine.

Dans le domaine du solaire thermodynamique qui conduit à la production d'électricité, l'on trouve les paraboles Dish-Sterling d'une puissance de 1 à 50 kWe mais aussi les centrales cylindro-paraboliques d'une puissance allant de 1 à 80 MWe et enfin les centrales solaires à tour dont la puissance va de 10 à 100 MWe.

La géothermie offre également des gammes de puissance extraordinairement diversifiées. La géothermie permet en effet le chauffage d'une maison individuelle mais aussi l'alimentation d'un réseau de chaleur collectif.

La biomasse peut être utilisée pour le chauffage collectif dans des chaufferies au bois par exemple mais servir aussi à la production de biocarburants pour des véhicules individuels ou collectifs.

1.2. Une intermittence plus ou moins forte de la production

Les sources d'énergies renouvelables présentent souvent une caractéristique commune, à savoir la variabilité, souvent non prévisible, de leur production.

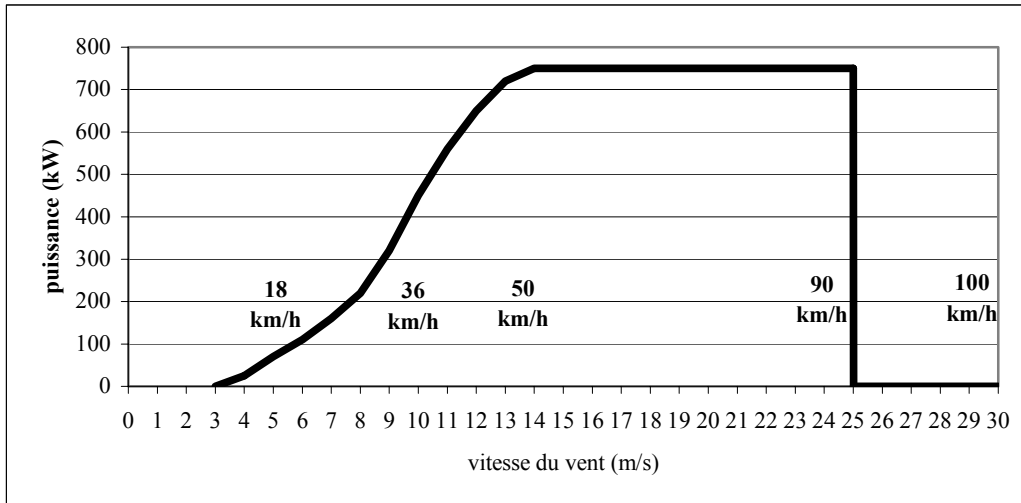
1.2.1. La production d'une éolienne sujette à de fortes variations

Une éolienne, quelle que soit sa puissance, a une plage de fonctionnement bien délimitée en fonction de la vitesse du vent.

Dans la plupart des cas, si la vitesse du vent est inférieure à 3 m/s soit 10 km/h, l'éolienne ne tourne pas ou bien n'est pas connectée au réseau, ce qui revient au même en terme de fourniture d'énergie.

Si le vent dépasse une certaine vitesse, qui est fonction de la technologie utilisée, l'éolienne est arrêtée. La vitesse limite de fonctionnement est de l'ordre de 90 km/h, au-dessus de laquelle l'éolienne est purement et simplement stoppée (voir graphique suivant).

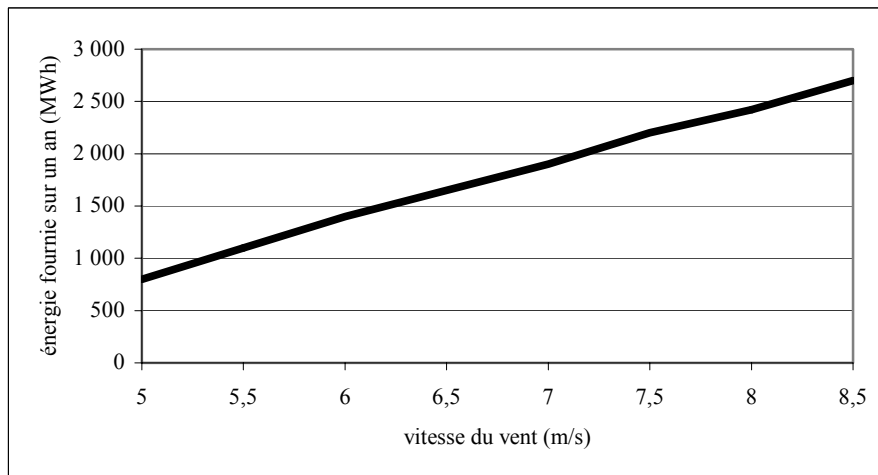
Tableau 4 : Courbe de puissance de l'éolienne Jeumont Industrie J48 (puissance de 750 kW)
(source : Jeumont Industrie)



Une autre variable importante est la production annuelle d'énergie qui est fonction de la vitesse moyenne du vent.

La quantité d'énergie fournie peut en effet varier du simple au triple lorsque la vitesse annuelle moyenne du vent varie d'un facteur 1,7 (voir figure suivante).

Tableau 5 : Production annuelle d'énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse annuelle moyenne du vent (cas d'une éolienne E48 Jeumont)



Le fonctionnement des éoliennes est ainsi optimal dans les régions bénéficiant de régimes de vent réguliers avec des niveaux relativement modérés, par exemple dans les régions où soufflent les alizés.

1.2.2. Les variations de production de l'énergie solaire

Les panneaux photovoltaïques, pour leur part, ont une production qui varie en fonction de plusieurs facteurs.

La production des panneaux solaires s'annule la nuit. Par ailleurs, l'on peut s'attendre que la production d'un même panneau varie selon la latitude, par exemple entre Lille et Nice (voir tableau suivant).

Tableau 6 : Variation de production de kWh photovoltaïque selon la latitude²
(source : EDF Recherche et Développement)

kWh / an	inclinaison optimale	panneaux verticaux
Lille	914	673
Nice	1486	1078
Antilles	1488	890
Chili	2131	1282

La couverture nuageuse est un autre facteur de variation de la production, qui ne cesse pas au cours d'une journée nuageuse mais diminue fortement. Un autre facteur non négligeable est le soin avec lequel les panneaux sont orientés vers le sud et suivant une inclinaison qui dépend de la latitude.

Le solaire thermique est soumis aux mêmes contraintes que le solaire photovoltaïque, mais dans une moindre mesure, le stockage thermique étant plus simple.

1.2.3. Le lissage de la production par le recours à une gamme de sources d'énergies renouvelables

Il est possible toutefois d'utiliser une gamme d'énergies renouvelables de façon que les unes compensent les autres. Un exemple pratique peut être donné avec un système mis en place sur une île bretonne.

L'île de Saint Nicolas des Glénan comporte aujourd'hui une douzaine de maisons correspondant aux deux restaurants de l'île et aux logements des personnels permanents du Centre nautique des Glénan. La production d'électricité est assurée par une éolienne de 10 kW de fabrication Vergnet, par 240 modules photovoltaïques (10,7 kWc) et par un groupe électrogène de 42 kVA. Un ensemble de batteries Tudor d'une capacité de 1500 Ah absorbe les excédents de production et peut subvenir à la consommation de l'île pendant un jour et demi.

L'originalité du système réside dans la régulation de l'ensemble.

La production éolienne et le photovoltaïque assurent la quasi-totalité de la production. Les deux productions sont le plus souvent en opposition de phase l'une par rapport à l'autre du fait de la météorologie de la pointe de Bretagne. Le plein soleil correspond souvent à des vents faibles et des vents forts correspondent à un temps couvert. L'éolienne débite du courant dès lors que la vitesse du vent dépasse 5 m/s et s'arrête au-delà de 20 m/s. Le groupe électrogène travaille au moins une heure par jour à des fins de

² Toit solaire de 1 kWc – 10 m².

maintenance et davantage si les moyens de production ne peuvent suffire. Les batteries peuvent être sollicitées pour l'alimentation du réseau mais ne subissent jamais de décharge importante. Le système est surveillé à distance par informatique et télécommunications.

Pour autant, il existe des énergies renouvelables qui ne prêtent pas le flanc à la critique de l'intermittence. Ainsi, la géothermie est une énergie renouvelable dont la production est continue. L'utilisation de la biomasse s'effectue plutôt sous la forme de campagnes, mais ses productions peuvent être stockées, de façon à permettre une production continue sur une certaine plage de temps.

Mais s'agissant de la production d'électricité, l'intermittence oblige incontestablement à des précautions d'emploi.

1.3. La prise en compte de l'intermittence pour la production d'électricité

Dans le cas de la production d'électricité, l'intermittence de production de l'éolien ou du solaire photovoltaïque n'est pas sans poser des problèmes difficiles à résoudre.

S'il s'agit d'installations de taille réduite, éoliennes ou panneaux solaires, des dispositifs de stockage de l'électricité sont indispensables. Le stockage a un impact important sur les coûts de production.

Ainsi, le coût de production de l'électricité photovoltaïque est estimé à 3 F/kWh pour un système raccordé et à 10 F/kWh pour un système isolé, la différence de 7 F/kWh étant imputable au coût de stockage. L'alternance jour/nuit et les variations d'ensoleillement d'un jour à l'autre obligent, dans le cas de systèmes photovoltaïques isolés non raccordés au réseau, à prévoir des batteries d'une puissance suffisante pour couvrir non seulement les consommations nocturnes mais aussi pour couvrir celles correspondant à une période nuageuse. En outre, les latitudes Nord avec des nuits très courtes l'hiver compromettent l'utilité de tels systèmes pendant une partie non négligeable de l'année.

S'agissant d'installations raccordées au réseau, l'intermittence de la production n'est pas également sans poser de difficultés.

La Guadeloupe, qui est sans doute la région de France la plus en avance dans la mise en œuvre des énergies renouvelables et possède une gamme complète d'installations de toute nature (voir tableau ci-après) donne un exemple des difficultés à résoudre.

Tableau 7 : Capacités installées et production d'électricité par filière en Guadeloupe
(source : EDF)

filière	lieu	équipements	combustible	capacité fin 2000 (MW)	énergie livrée en 1998 (GWh)	productible en 2001 (GWh)
thermique	Jarry Nord	8 moteurs de 20 MW	fuel	160	742,3	742
	Jarry Sud	4 turbines de 20 MW (déclassement en 2001)	fuel	80	281,3	0
	le Moule	2 chaudières de 32 MW	bagasse-charbon	64	53,5	475
			dont bagasse			75
		dont charbon			400	
cogénération	Jarry	association EDF-SIIF	fuel	9	0	40
hydraulique		5 mini-centrales	-	7,5	21,3	20
géothermie	Bouillante	1 ^{ère} tranche	-	4,5	23,2	30
éolien	Petit Canal	Désirade, Marie Galante	-	8,3	2,5	22
total				333	1124	1329

A ce titre, la Guadeloupe est un laboratoire pour la gestion de réseaux comportant une proportion importante de sources d'énergies renouvelables intermittentes.

Ainsi, EDF Guadeloupe a dû résoudre les difficultés entraînées par le partage d'un même câble par des utilisateurs finaux et par deux fermes éoliennes à Marie Galante et à la Désirade. Un compensateur statique a ainsi été développé pour réguler la tension sur cette portion de ligne, alors que la puissance appelée ne dépasse pas 500 kW et que la capacité de production raccordée est de 2,1 MW.

Un autre problème causé par l'intermittence est celui de l'instabilité introduite par des éoliennes, par exemple, sur un réseau de petite dimension non interconnecté. Un tel réseau ne dispose pas du foisonnement d'installations d'un réseau de grande taille qui permet d'amortir les variations de production.

En définitive, il apparaît que l'intermittence de production est gérable mais qu'elle introduit des coûts supplémentaires, soit en installations de stockage, de préférence dynamique, soit en lignes et dispositifs additionnels de réseaux.

2. Des énergies convenant mieux à la production décentralisée qu'à la production centralisée

La spécificité des énergies renouvelables tient à une autre caractéristique, leur adaptation à une production décentralisée.

A cet égard, on doit constater une gradation entre les différentes filières.

2.1. Des énergies plus ou moins adaptées à la production décentralisée

La filière éolienne a démarré avec des machines de petite taille pour des sites à consommation limitée ou des réseaux de faible capacité.

Les éoliennes de quelques centaines de Watt de puissance ont servi traditionnellement et servent encore au pompage.

Les éoliennes de quelques dizaines de kW sont utilisées dans les collectivités ou les réseaux de faible ampleur.

Mais le progrès technique permet aujourd'hui l'installation de machines de 1 à 2 MW, qui associées dans des fermes éoliennes éventuellement offshore, constituent de véritables centrales électriques, dont la production doit être évacuée vers le réseau, si la demande locale n'est pas suffisante.

Placées dans des lieux ventés voire sur des plates-formes au large des côtes, ces fermes éoliennes nécessitent donc un renforcement du réseau.

Le solaire photovoltaïque quant à lui a une puissance spécifique limitée. Contrairement aux éoliennes, il paraît exclu que l'évolution technique conduise à des centres de production de grande puissance. Au contraire, les panneaux solaires sont adaptés à une production décentralisée. A cet égard, on peut penser que l'évolution technique la plus intéressante est celle qui ira non pas vers une augmentation de la puissance par unité de masse mais vers la mise au point de matériaux utilisables dans le bâtiment, de faible coût et permettant une collecte des photons et des électrons sur des surfaces étendues.

2.2. Les perspectives de la production répartie d'énergie

Il est symptomatique que la société Asea Brown Boveri (ABB), une entreprise industrielle mondiale et globale qui n'entend certainement pas compromettre sa rentabilité, identifie comme un marché potentiel prioritaire les énergies décentralisées pour les deux milliards d'individus qui n'accèdent pas encore à l'électricité.

A vrai dire, les perspectives de la production décentralisée d'énergie semblent brillantes dans certains pays industrialisés comme dans les pays en développement.

Les systèmes énergétiques privatifs « *off the fence* » (derrière la clôture) se multiplient aux États-Unis dans les zones rurales³. Pour les usagers en bout de ligne, les groupes électrogènes apparaissent souvent comme une solution préférable au raccordement. Une fois l'autonomie assumée, dans de nombreux cas le groupe diesel est supplanté par le photovoltaïque, qui, lui-même, s'accompagne chez les habitants d'une réflexion sur les économies d'énergie et donne lieu à de nouveaux comportements de consommation de leur part. Le succès de la revue américaine HomePower témoigne d'un changement patent de mentalités dans certaines couches de la population américaine.⁴

3. Des énergies à profil local pour des besoins locaux

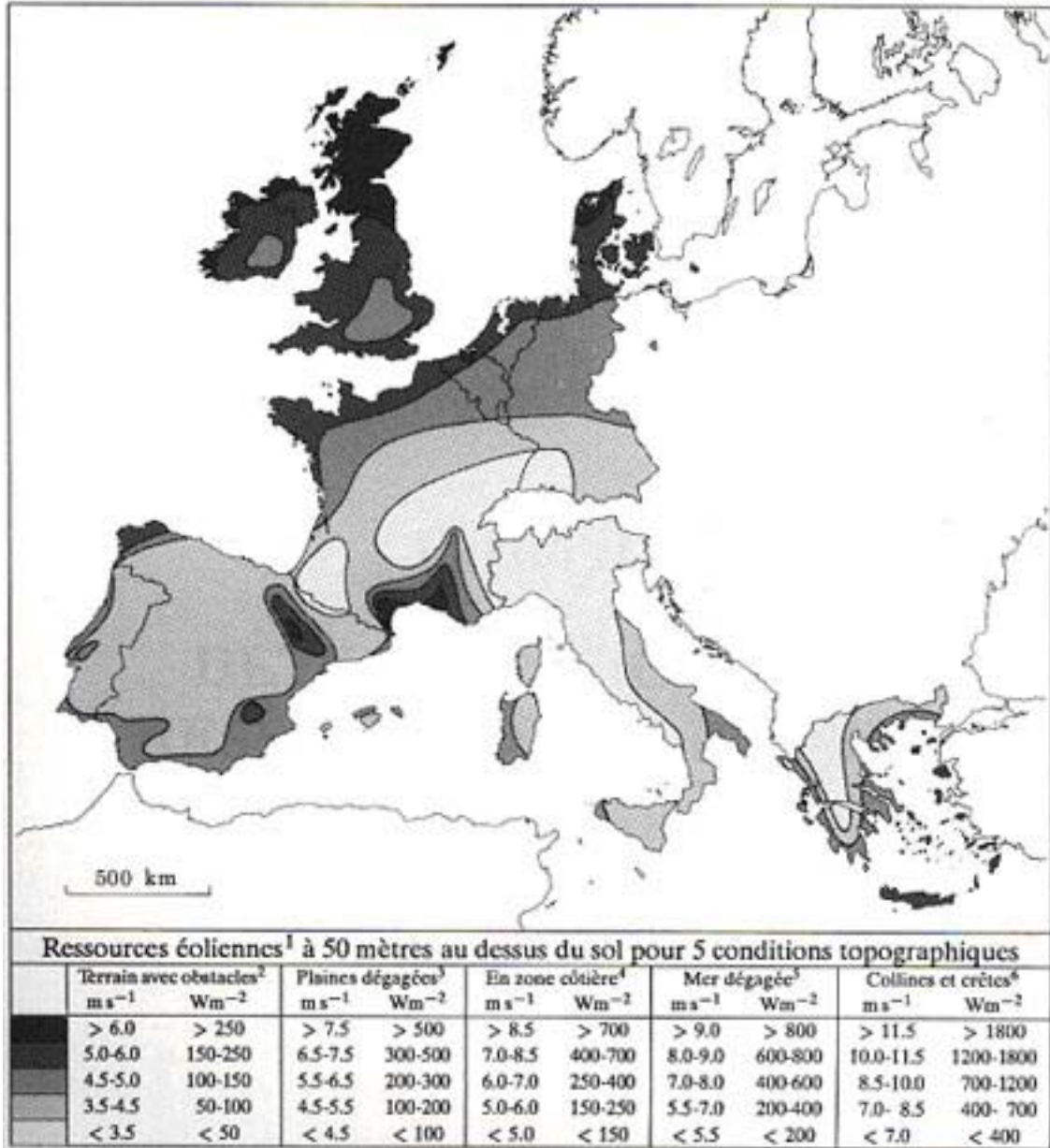
Les énergies renouvelables sont par nature liées au contexte local de leur mise en œuvre. En réalité, une politique de soutien aux énergies renouvelables doit être adaptée aux conditions géographiques de chaque pays.

³ Raymond LEBAN, CNAM, communication du 4 juillet 2001.

⁴ Patrick JOURDE, CEA, communication du 4 juillet 2001.

Ce constat de simple logique vaut en particulier pour l'éolien. On trouvera ci-après la carte des régimes des vents dans l'Union européenne.

Tableau 8 : Régimes des vents en Europe
(source : Risø, Commission européenne)



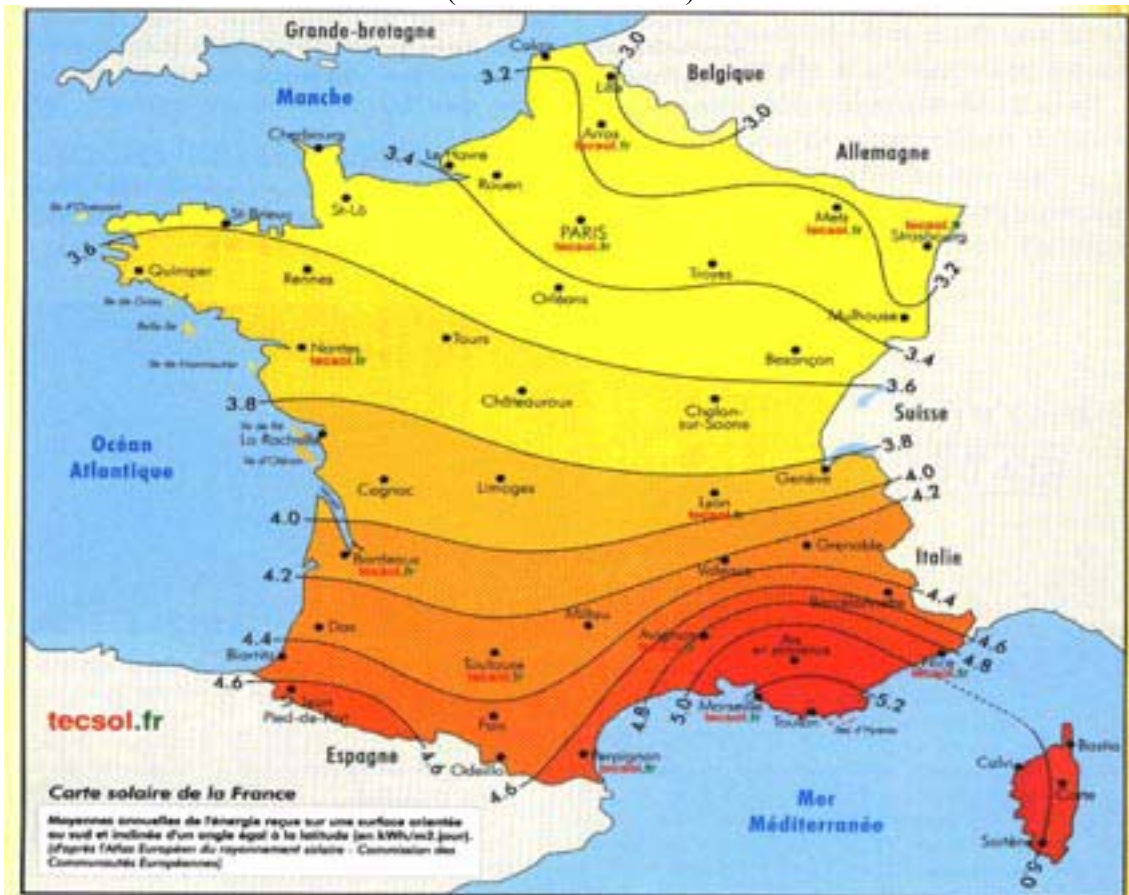
Ainsi, les lieux les plus favorables à la mise en place d'éoliennes sont le Danemark pratiquement dans son entier, l'Écosse et les côtes de l'Irlande, les côtes hollandaises, belges et en France, les rivages de la Manche, de Bretagne et du Languedoc-Roussillon, certaines côtes de l'Espagne.

Quant à l'Allemagne, seules ses côtes de la mer du Nord sont favorables à l'implantation d'éoliennes.

Un autre exemple peut être pris avec la biomasse. La France, du fait de l'étendue de son territoire et de la qualité de ses sols, possède un potentiel considérable dans le domaine de la biomasse. Il serait donc logique que l'accent soit mis sur ce type de sources d'énergie. Dans d'autres pays, les priorités devront être différentes, adaptées aux ressources locales⁵.

A l'inverse, un pays comme la France est adapté, dans la quasi-totalité de son territoire, au solaire thermique aussi bien qu'au solaire photovoltaïque, ainsi que le montre la carte de l'ensoleillement ci-après.

Tableau 9 : Variation régionale de l'énergie solaire reçue en France (en kWh/m².jour)
(source : TECSOL)



4. Un couplage le plus souvent nécessaire avec les énergies classiques

En réalité, les énergies nouvelles renouvelables, dont le développement est souhaité aujourd'hui, correspondent à des utilisations d'une diversité extraordinaire.

Il peut s'agir de produire de l'électricité en masse ou pour un foyer, de produire de la chaleur pour un usage domestique ou collectif ou de produire des carburants pour les transports.

⁵ Édouard FABRE, CNRS, communication du 4 juillet 2001.

La fonction des énergies renouvelables ne saurait donc se résumer à la production d'électricité. Bien au contraire, leur utilisation est multiple et diversifiée.

Faire des énergies renouvelables une arme pour déqualifier telle ou telle autre source d'énergie, comme par exemple l'énergie nucléaire, n'a donc pas de justification au plan technique.

La production de masse d'électricité est en particulier nécessaire pour les usages industriels et pour les grandes agglomérations, dont les besoins de puissance ne peuvent qu'imparfaitement être satisfaits par des centrales éoliennes ou solaires par exemple.

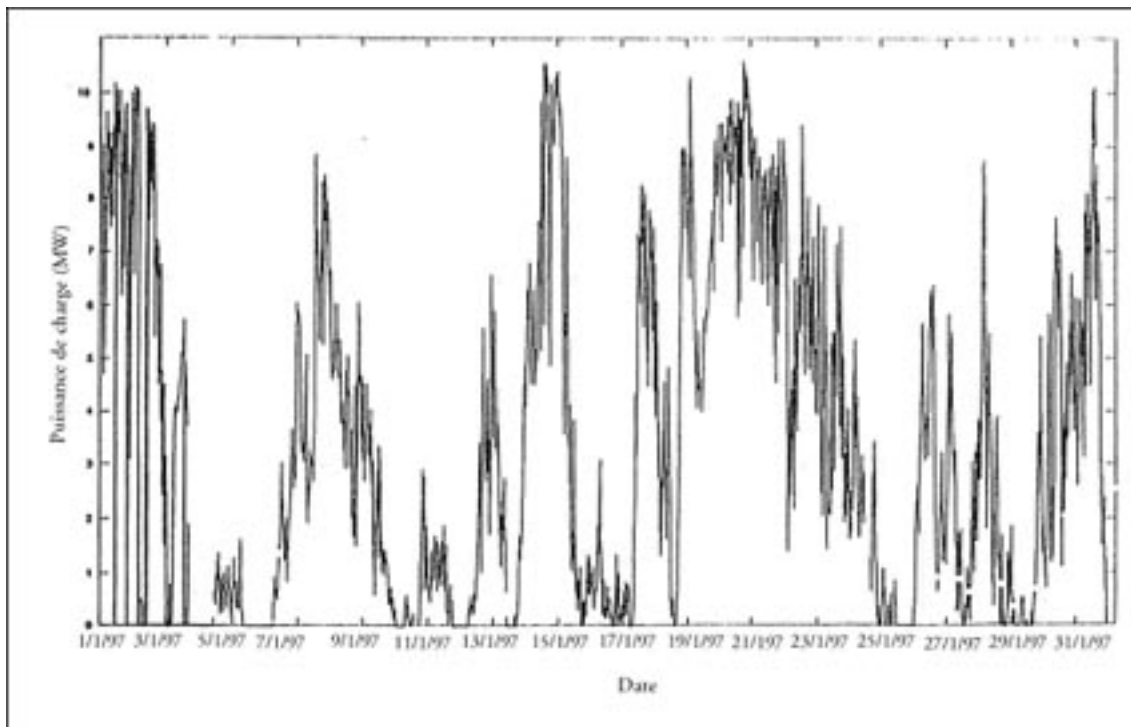
Les centrales thermiques classiques ou nucléaires ne sauraient donc être remplacées par des fermes éoliennes dont la puissance et la continuité de la production sont insuffisantes.

En réalité, sur tout réseau électrique comportant des sources d'énergie renouvelables, des moyens de production de remplacement doivent prendre le relais des sources intermittentes pour compenser leur apport lorsque celles-ci ne produisent plus, sauf à voir la fréquence du courant varier et à risquer l'écroulement du réseau.

Ce cas est particulièrement important dans le cas d'une ferme éolienne, dont la production peut varier considérablement au cours d'une journée et d'un jour à l'autre (voir figure ci-après).

Tableau 10 : Production d'une ferme éolienne de 10 MW sur un mois
(source : Alstom)

Puissance moyenne (sur 10 minutes) exportée d'une ferme éolienne de 10 MW située au Royaume Uni



Compte tenu de l'absence de puissance garantie qui résulte d'une production variable dans le temps, il est nécessaire de prévoir des capacités de production mobilisables à tout

instant, si l'on ne peut compter sur un effet de foisonnement du réseau capable d'encaisser de telles variations de production.

Dans le domaine du solaire thermique, les chauffe-eau solaires individuels sont le plus souvent couplés à un appoint électrique et ont ainsi la fonction de permettre des économies d'électricité. Il en est de même pour les installations photovoltaïques. De même, les biocarburants sont le plus souvent utilisés comme additifs à des hydrocarbures fossiles.

Au final, les énergies renouvelables sont complémentaires des énergies classiques. Les opposer n'a aucun sens.

Mais quelle pourrait être la contribution des énergies renouvelables à l'approvisionnement en énergie de la planète ?

L'analyse doit, en tout état de cause, être conduite en distinguant d'une part les pays en développement au sein d'une problématique globale et d'autre part les pays développés.

II.- Des énergies fondamentales, avec d'autres, pour le monde en développement

En raison des difficultés insurmontables qu'elle a pu rencontrer, la prévision dans le domaine énergétique a aujourd'hui laissé la place à la discipline des scénarios qui permettent de cerner les facteurs déterminants dans les évolutions de la consommation et de mieux approcher les ordres de grandeur des évolutions.

En réalité, envisagée au plan mondial, l'étude de l'approvisionnement en énergie renvoie à la question essentielle de l'accession à l'énergie des pays en développement et à la contrainte de la lutte contre l'effet de serre.

Comment ralentir le rythme d'augmentation des émissions de CO₂ dans l'atmosphère tout en permettant une consommation croissante d'énergie dans les pays émergents et en garantissant un accès plus égal à l'énergie des populations rurales dans les pays en développement ?

Les énergies renouvelables ne sauraient apporter, à elles seules, une réponse à cette interrogation de fond sur l'avenir de la planète.

Mais elles peuvent sans aucun doute contribuer efficacement à l'accession à l'énergie de centaines de millions de personnes, sinon de milliards de personnes dans le monde rural en développement.

1. La croissance mondiale des besoins en énergie

Le dernier grand exercice collectif opéré en France sur la prospective énergétique est celui réalisé par le Commissariat général du plan en 1997-1998, exercice qui a abouti à la publication du rapport « *Énergie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre* »⁶.

A cette occasion, ont été examinés les scénarios réalisés par l'IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) de Vienne (Autriche) pour le Conseil Mondial de l'Énergie, ainsi que ceux de l'OCDE et du Département de l'énergie (DOE) des États-Unis.

Depuis cette date, des travaux très importants ont été engagés à l'initiative du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat) – IPCC (International Panel on Climate Change) dans le cadre de la préparation des négociations sur l'application du Protocole de Kyoto.

Ces travaux sont particulièrement intéressants dans la mesure où une approche énergétique détaillée a été indispensable pour estimer l'évolution des émissions de CO₂ dans les décennies à venir.

Ces travaux confirment que les énergies renouvelables devront être sollicitées pour ralentir le rythme de progression des émissions de CO₂ mais qu'elles ne pourront

⁶ Énergie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre, Commissariat Général du Plan, La documentation française, Paris, septembre 1998.

vraisemblablement pas suffire à assurer l'approvisionnement en énergies des grandes métropoles du monde en émergence ou en développement.

Insuffisantes pour contrecarrer les émissions de CO₂, les énergies renouvelables devraient au contraire jouer un rôle déterminant pour l'accession à l'énergie et à l'électricité de populations rurales qui se comptent par centaines de millions d'individus.

1.1. Les scénarios de l'OCDE, du DOE et de l'IIASA

Les scénarios sur l'évolution à 10 ans de la demande d'énergie primaire sont relativement convergents. Les deux raisons fondamentales en sont d'une part que les comportements et les modes de vie évoluent lentement, et, d'autre part, que les systèmes énergétiques se caractérisent par une inertie importante, tant pour l'offre que pour la demande.

A l'horizon 2010, les différents scénarios de l'Agence Internationale de l'Énergie, et du DOE (Department of Energy) prévoient une demande mondiale se situant entre 11 et 13 Gtep.

Pour un horizon à 2050, on dispose de scénarios de l'IIASA (International Institute for Applied System Analysis) de Vienne en Autriche, réalisés pour le Conseil mondial de l'énergie.

Les scénarios A reposant sur une forte croissance économique mondiale conduisent à une demande mondiale de 25 Gtep en 2050.

Les scénarios B supposent une croissance économique plus faible et des progrès technologiques moins rapides, et donc une diminution de l'intensité énergétique de 0,7 % par an, contre 0,9 % pour les scénarios A. Ils débouchent sur une demande mondiale d'énergie primaire en 2050 de 20 Gtep.

Quant aux scénarios C, correspondant à des progrès technologiques rapides, à une coopération renforcée pour la protection de l'environnement et à une baisse rapide de l'intensité énergétique de 1,4 % par an, ils conduisent à une demande mondiale d'énergie primaire de 14 Gtep en 2050.

Tableau 11 : Demande mondiale d'énergie primaire selon différents scénarios
(source : Énergie 2010-2020, atelier sur le contexte international)

<i>Gtep</i>	type de scénario	1990	1993	2010	2020	2050
AIE	contrainte de capacité		8	12		
	économies d'énergie		8	11		
DOE	faible croissance		8	11		
	référence		8	12		
	forte croissance		8	13		
IIASA	A-forte croissance	9			15	25
	B-croissance moyenne	9			14	20
	C-croissance écologique	9			11	14

Au final, selon les hypothèses de croissance, de progrès techniques et de niveau de priorité accordé au plan politique à la protection de l'environnement, les prévisions d'augmentation de la demande mondiale d'énergie primaire varient fortement, puisque dans le

cas des scénarios A, la demande est multipliée par 2,8 entre 1990 et 2050, par 2,2 pour les scénarios B et par 1,6 pour les scénarios C.

La prospective sur l'évolution de la demande mondiale d'énergie s'est récemment enrichie de travaux d'un grand intérêt, ceux réalisés par le GIEC-IPCC dans le cadre de la préparation de son troisième rapport, publié au début 2001, sur le changement climatique.

1.2. Les scénarios du GIEC-IPCC publiés en 2001

Le troisième rapport du groupe de travail n° 1 du GIEC-IPCC publié début 2001, confirme et approfondit les conclusions de ses deux précédents rapports sur le réchauffement planétaire. S'il porte principalement sur l'évolution climatique, ce rapport présente aussi une analyse et une synthèse très intéressante des travaux conduits avec plusieurs modèles sur 40 scénarios d'émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 et 2100⁷.

En quoi ces travaux apportent-ils des indications sur l'évolution de la production d'énergie dans le monde ? Tout simplement parce que, pour déterminer les volumes de gaz à effet de serre, il est indispensable de calculer en premier lieu les consommations d'énergie, les productions industrielles, ainsi que la répartition des modes d'utilisation des terres.

Le groupe des 40 scénarios SRES du GIEC-IPCC 2001 repose sur les acquis des 6 scénarios réalisés en 1992 par l'IPCC (scénarios souvent décrits sous le nom IS92) et sur les projections de l'IIASA de 1996. Six modèles ont été utilisés pour analyser les conséquences de ces 40 scénarios (voir tableau suivant).

Tableau 12 : Les modèles utilisés dans le 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC
(source : GIEC-IPCC)

acronyme	nom développé	organisme de recherche	pays
AIM	Asian Pacific Integrated Model	National Institute of Environmental Studies	Japon
ASF	Atmospheric Stabilization Framework Model	ICF Consulting	États-Unis
IMAGE	Integrated Model to Assess the Greenhouse Effect	National Institute for Public Health and Environmental Hygiene – Dutch Bureau for Economic Policy Analysis	Pays-Bas
MARIA	Multiregional Approach for Resource Industry Allocation	Science University fo Tokyo	Japon
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact	International Institue of Applied Systems Analysis (IIASA)	Autriche
MiniCAM	Mini Climate Assessment Model	Pacific Northwest National Laboratory	États-Unis

Le principe de l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre à l'aide de scénarios est d'isoler les principaux facteurs d'évolution et d'adopter des hypothèses pour chacun d'entre eux. Les facteurs choisis comme déterminants sont la démographie, le développement économique et social, le rythme et l'orientation du progrès technique.

⁷ Scénarios dits SRES (Special Report on Emissions Scenarios).

Les 40 scénarios SRES sont rassemblés en 4 grandes familles intitulées A1, A2, B1 et B2.

Le paramètre dont l'importance est prédominante est la démographie.

Les scénarios A1 et B1 reprennent les projections de l'IIASA faites en 1996 et sont fondés sur l'évolution démographique la moins rapide, avec une population mondiale atteignant 8,7 milliards d'habitants en 2050 et 7 milliards en 2100.

Le scénario B2 reprend, pour sa part, les projections à long terme de l'ONU présentées en 1998, avec une population totale de 10,4 milliards d'habitants en 2100.

Le scénario A2 prend comme hypothèse une population de 15 milliards d'habitants en 2100.

On trouvera ci-après un tableau rassemblant les principales caractéristiques des 4 groupes de scénarios.

Tableau 13 : Principales caractéristiques des scénarios d'évolution de la consommation d'énergie primaire dans le monde, selon le 3^{ème} rapport de l'IPCC (2001)

	A1	B1	A2	B2
croissance démographique	croissance faible puis décroissance à partir de 2050 (7 Md habitants – 2100)	croissance faible puis décroissance à partir de 2050 (7 Md habitants – 2100)	croissance continue et forte (15 Md habitants – 2100)	croissance continue moyenne (10 Md habitants – 2100)
croissance du PIB	très forte (+2,9 % par an – 1999-2100)	forte (+2,5 % par an – 1999-2100)	moyenne (+2,3 % par an – 1999-2100)	moyenne (+2,2 % par an – 1999-2100)
utilisation d'énergie	élevée - très élevée (intensité énergétique basse : 4,2 MJ/US\$)	faible (intensité énergétique très basse : 1,6 MJ/US\$)	élevée (intensité énergétique forte : 7,1 MJ/US\$)	moyenne (intensité énergétique moyenne : 5,8 MJ/US\$)
changement d'utilisation des sols	faible-moyen	fort (+ 30 % de forêts)	moyen-fort	moyen (+5 % de forêts)
ressources en combustibles fossiles	élevées	faibles	faibles	moyennes
rythme du progrès technologique	rapide	moyen	lent	moyen
paramètres des changements énergétiques	réallocation des combustibles fossiles entre eux	efficacité et dématérialisation	réallocation régionale	dynamique habituelle

Selon les auteurs de l'étude, le progrès technologique est un paramètre aussi important que l'évolution démographique et le développement économique. A ce titre, le groupe de scénarios A1 reprend des hypothèses différenciées sur le rythme et l'objet du progrès technique et met en évidence des chemins d'évolution très différents en ce qui concerne l'utilisation de l'énergie et l'usage des terres.

S'agissant de l'énergie proprement dite, les 40 scénarios prennent en compte les incertitudes sur les ressources en combustibles fossiles et sur le progrès technique. Les

40 scénarios couvrent toutes les possibilités d'évolution, depuis une part prédominante des combustibles fossiles jusqu'à une domination des énergies non fossiles.

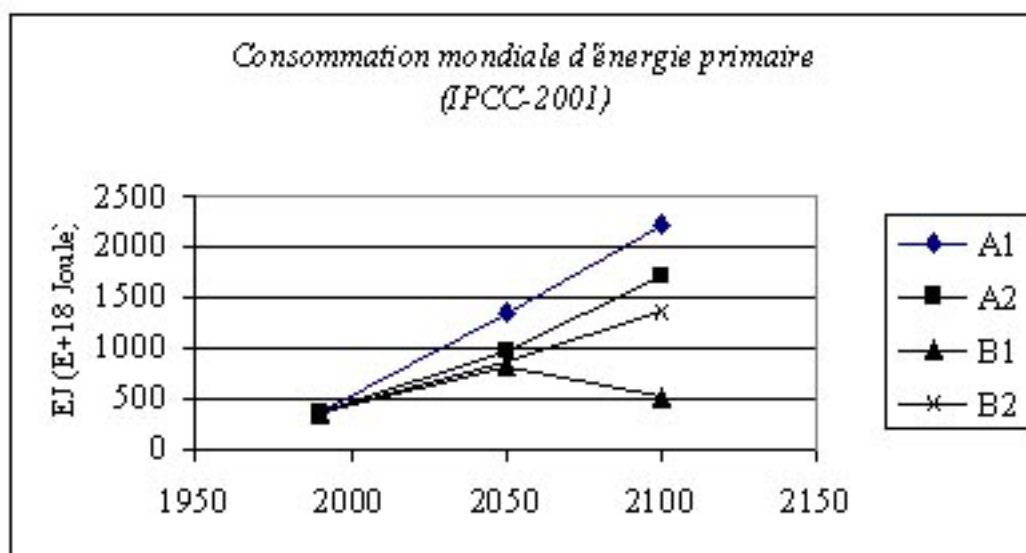
Les 40 scénarios SRES portent enfin sur une analyse mondiale de 1990 à 2100, avec une décomposition en 4 grandes régions, ainsi qu'indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 14 : Zones géographiques et groupes de pays utilisés dans les scénarios du 3^{ème} rapport de l'IPCC - 2001

	zone	composition
Pays industrialisés	OCDE	OCDE 1990
	REF	PECO et CEI
Pays en développement	ASIA	Inde, Chine, Asie du Sud et du Sud-Est
	ALM	Afrique et Moyen Orient, Amérique latine

Au plan de la consommation d'énergie primaire dans le monde, les 4 groupes de scénarios conduisent à des évolutions évidemment très différenciées (voir figure suivante).

Tableau 15 : Perspectives d'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire (source : 3^{ème} rapport GIEC-IPCC)



Un premier constat est que, quel que soit le scénario considéré, et donc les hypothèses adoptées pour la croissance démographique, la croissance économique et l'intensité énergétique, la consommation mondiale d'énergie primaire devrait être multipliée d'ici à 2050, au minimum par 2,3 et au maximum par 3,9.

Au-delà, c'est-à-dire à l'horizon 2100, les marges d'incertitudes sont évidemment très grandes, ce qui se reflète dans les écarts de résultats des différents scénarios.

Ce qu'il faut retenir de ces scénarios à l'horizon 2100, c'est que pour parvenir à infléchir la consommation d'énergie entre 2050 et 2100, il faut une conjonction d'événements favorables, au nombre desquels une population mondiale en décroissance après 2050, des changements économiques structurels profonds conduisant à une forte réduction de l'intensité énergétique et à une importance croissante de technologies de production et de consommation compatibles avec un développement durable.

2. Des besoins en énergie diversifiés selon les régions du monde

2.1. Les hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie, et en particulier des énergies renouvelables

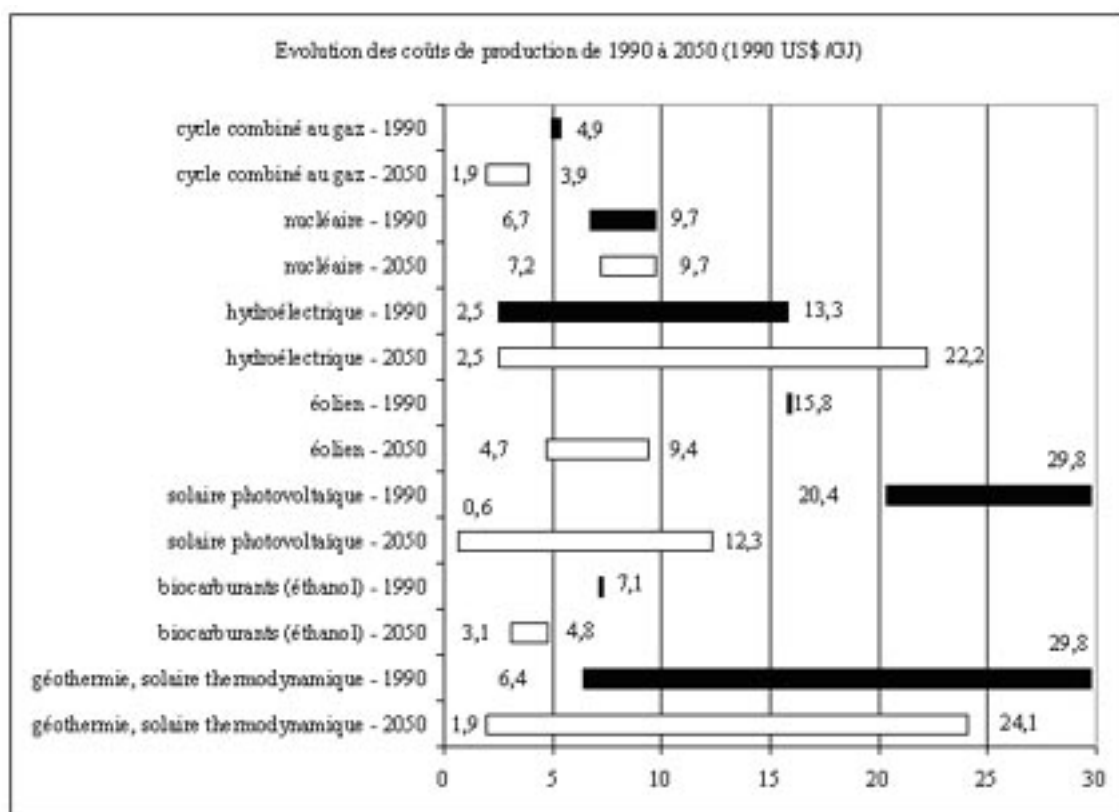
Les scénarios étudiés par le GIEC-IPCC incorporent des évolutions technologiques sur les différentes filières de production d'énergie.

Ainsi les scénarios du groupe A1 incluent un progrès technologique rapide et une introduction sans délai de nouvelles technologies de production d'énergie. Les scénarios de la famille B1 prévoient une évolution de même nature, mais complétée par des changements structurels profonds conduisant à une économie d'information et de services.

En revanche, les scénarios des groupes A2 et B2 sont basés sur des progrès technologiques plus lents et une introduction à des rythmes très différents selon les régions du monde. L'ensemble de ces hypothèses sont traduites dans les modèles par des évolutions de coûts.

En examinant les différents scénarios d'évolution technique, on peut aboutir à des intervalles de variation des coûts de production de l'énergie, recensés dans la figure suivante.

Tableau 16 : Hypothèses d'évolution des coûts de production de l'énergie utilisées dans les scénarios du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC



Les évaluations faites par l'IPCC semblent réalistes au plan des ordres de grandeur.

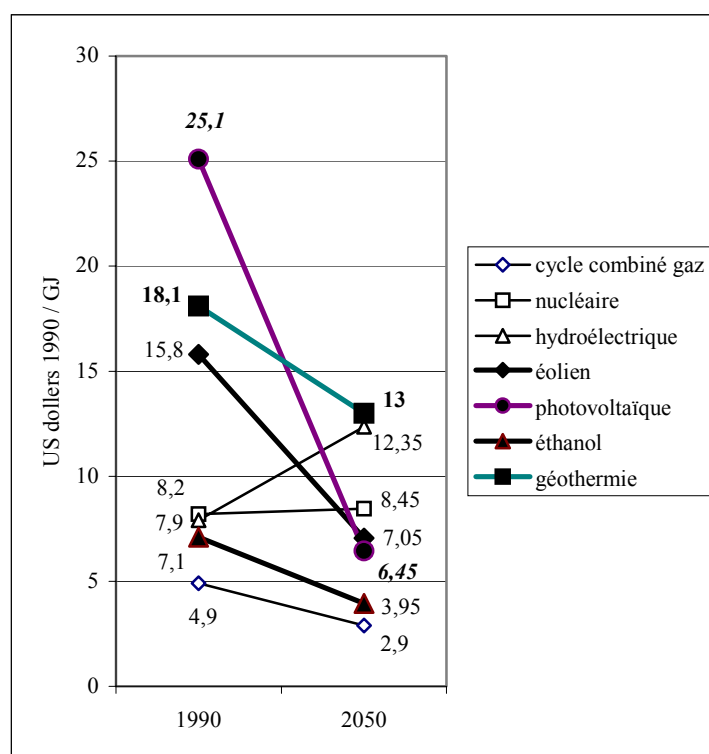
Ainsi les coûts de production du cycle combiné au gaz sont d'ores et déjà parmi les plus bas et devraient continuer à l'être, grâce à une diminution de 41 % de 1990 à 2050, avec une incertitude de 34 % pour l'horizon 2050. Ceci correspond à un progrès technologique continu sur les turbines au gaz, avec sans doute une amélioration des performances de cogénération.

Le coût de production du kWh nucléaire ne diminuerait pas à l'horizon 2050, et au contraire augmenterait de 3 %.

Ceci est cohérent avec l'absence d'une nouvelle filière nucléaire opérationnelle avant 2050 et avec des coûts de recherche et développement importants, durant cette phase, pour la mise au point d'une nouvelle génération de réacteurs. Par ailleurs, une prise en compte plus complète des contraintes de l'aval du cycle nucléaire et notamment la gestion des déchets nucléaires conduiraient à une légère hausse (3 %) des coûts de production⁸.

⁸ En France, le coût de 19 cF / kWh en 1995 pour le nucléaire comprend une part de 2,7 cF pour le retraitement et le stockage et de 1 cF pour le démantèlement.

Tableau 17 : Perspectives d'évolution des coûts de production de l'énergie par filière (source : GIEC-IPCC)



L'hydroélectrique verrait lui aussi ses coûts augmenter, du fait de la saturation des sites les plus productifs et en raison des performances inférieures de la mini et de la microhydroélectricité.

Sur la période 1990-2050, l'éolien enregistrerait pour sa part une baisse de 47 % de ses coûts de production. En moyenne, le ratio (coût du kWh éolien)/(coût du kWh cycle combiné au gaz) passerait de 3,2 en 1990 à 2,4 en 2050.

Pour le solaire photovoltaïque, la baisse moyenne des coûts de production entre 1990 et 2050 serait de 74 %, avec au final un coût de production supérieur à celui du cycle combiné d'un facteur de 2,4 en 2050, au lieu de 5,1 en 1990.

Une baisse sensible devrait être également observée pour les biocarburants, en particulier le bioéthanol, dont le coût baisserait de 44 % entre 1990 et 2050. Enfin, la géothermie enregistrerait une baisse de 28 %.

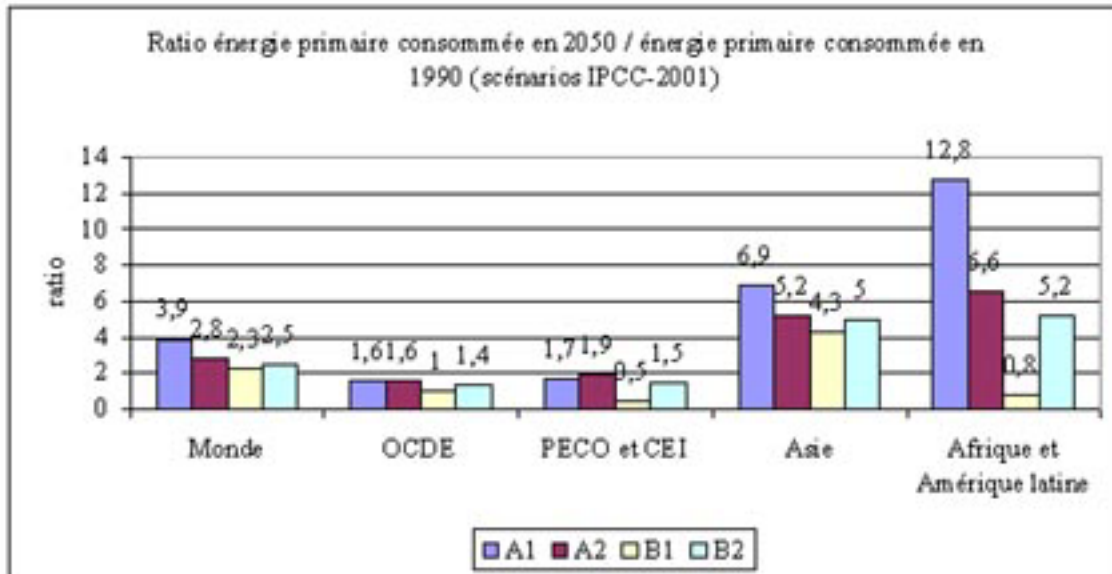
Les évolutions technologiques ci-dessus sont intégrées en termes de coûts dans les modèles et constituent donc les bases des choix opérés en terme de filières énergétiques choisies pour faire face aux besoins générés par la croissance de la population et du PIB.

2.2. Des différences régionales importantes

L'étude de l'IPCC permet d'évaluer la croissance des besoins en énergie pour les différentes zones géographiques et du fait des hypothèses faites sur l'évolution des coûts des différentes filières, de préciser l'importance prise par celles-ci pour chaque zone considérée.

L'évolution par zone géographique des consommations primaires d'énergie est résumée dans le graphique suivant.

Tableau 18 : Augmentations de la consommation primaire d'énergie par zone entre 1990 et 2000 selon les différents scénarios du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC

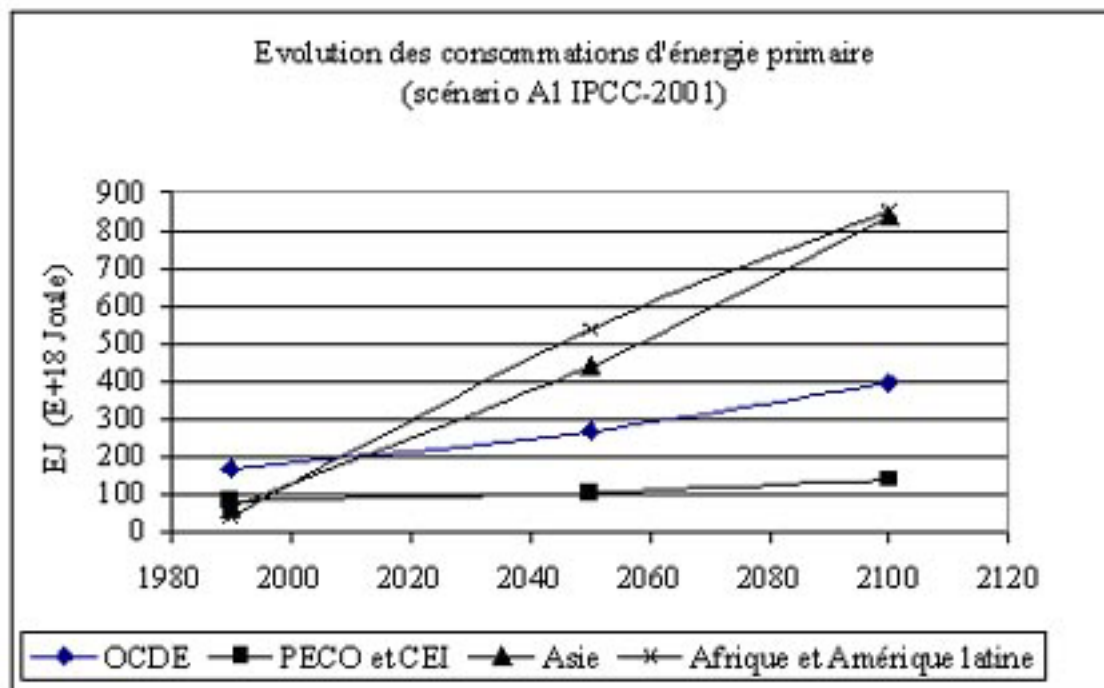


2.2.1. L'essor très important des énergies renouvelables dans le cadre d'une croissance économique mondiale forte assortie d'un progrès technologique partagé rapide

Le groupe de scénarios A1 correspond à une croissance démographique lente jusqu'en 2050 suivie d'une inversion de tendance et à une croissance économique forte assortie d'une introduction rapide de technologies nouvelles et efficaces sur l'ensemble des continents.

La consommation mondiale d'énergie est alors multipliée par 3,4 entre 2000 et 2050. La croissance la plus forte de la consommation est observée en Asie, en Amérique latine et en Afrique (voir graphique suivant).

Tableau 19 : Évolution de la consommation d'énergie primaire pour les scénarios A1 du GIEC-IPCC



Compte tenu des hypothèses d'évolution technique, le rôle du charbon décline dans toutes les parties du monde, au profit du gaz. Le nucléaire passe de 4 à 9 % du total dans les pays de l'OCDE et fait une percée non seulement en Asie mais aussi en Amérique latine et en Afrique.

Les énergies renouvelables, pour leur part, opèrent une percée notable dans toutes les zones géographiques – environ 30 % du total - mais plus limitée dans les pays de la CEI – moins de 20 %- (voir tableau ci-après).

Tableau 20 : Évolution par filière et par zone géographique de la consommation d'énergie primaire – scénario A1

EJ (E+18 Joule)	OCDE		PECO-CEI		Asie		Am lat. & Afr.		monde	
	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050
A1										
charbon	36	20	15	32	48	114	7	44	105	219
pétrole	82	58	15	12	24	80	35	131	155	281
gaz	45	97	22	50	5	81	14	150	85	378
nucléaire	7	27	1	3	1	26	0	28	9	84
biomasse	9	42	1	8	22	82	15	72	47	204
autres renouvelables	6	59	1	16	3	75	3	90	13	240
total	185	303	55	121	103	458	74	515	414	1406

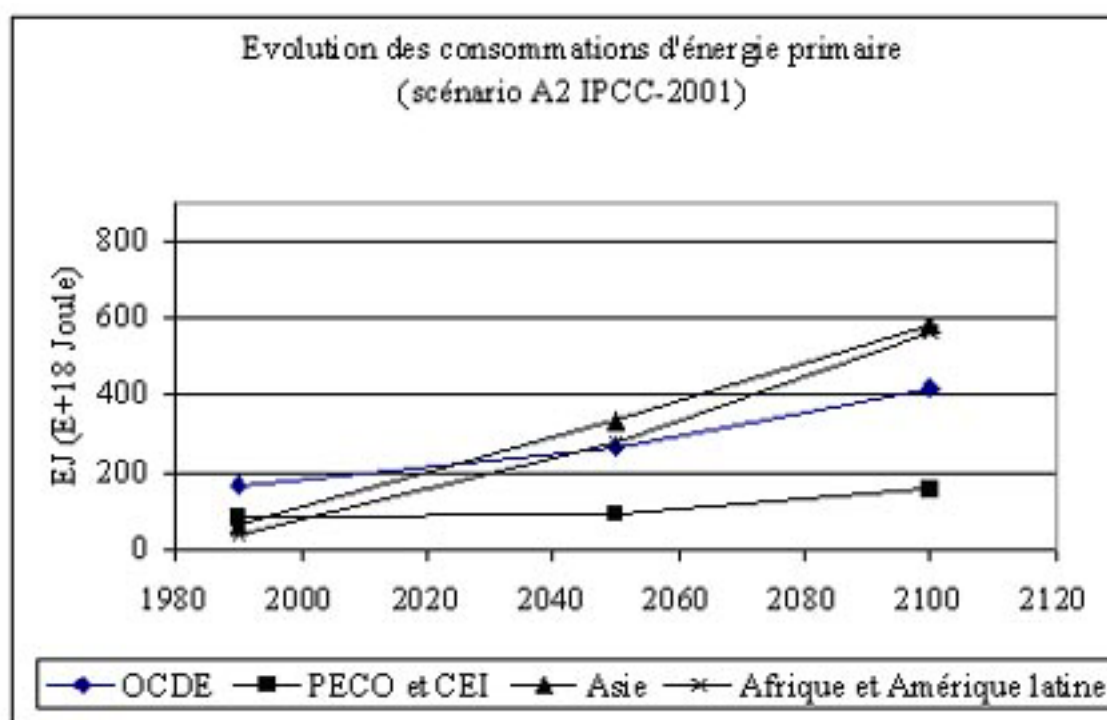
2.2.2. Une percée limitée des énergies renouvelables avec une expansion démographique non limitée, une croissance économique et un progrès technique ralentis

Les scénarios de la famille A2 se caractérisent par une croissance démographique forte, une croissance économique et un rythme du progrès technologique plus ralenti que dans les scénarios A1, le tout se produisant dans un monde fragmenté au développement inégal.

La consommation mondiale d'énergie primaire est alors multipliée par 2,5 entre 2000 et 2050, au lieu de 3,4 dans les scénarios précédents.

Les énergies renouvelables ne représentent alors que 16 % du total en 2050 dans les pays de l'OCDE. Dans les pays en développement, leur part est supérieure en raison de l'usage plus intensif de la biomasse qui conduit à une déforestation accélérée.

Tableau 21 : Évolution de la consommation d'énergie primaire pour les scénarios A1 du GIEC-IPCC



Dans toutes les régions du monde, la consommation de charbon augmente fortement, dans la mesure où les réserves sont également réparties dans le monde. Mais la consommation de pétrole et de gaz, qui est tributaire dans ce scénario des ressources locales, varie fortement d'une zone à l'autre (voir tableau suivant).

Tableau 22 : Évolution par filière et par zone géographique de la consommation d'énergie primaire – scénario A2

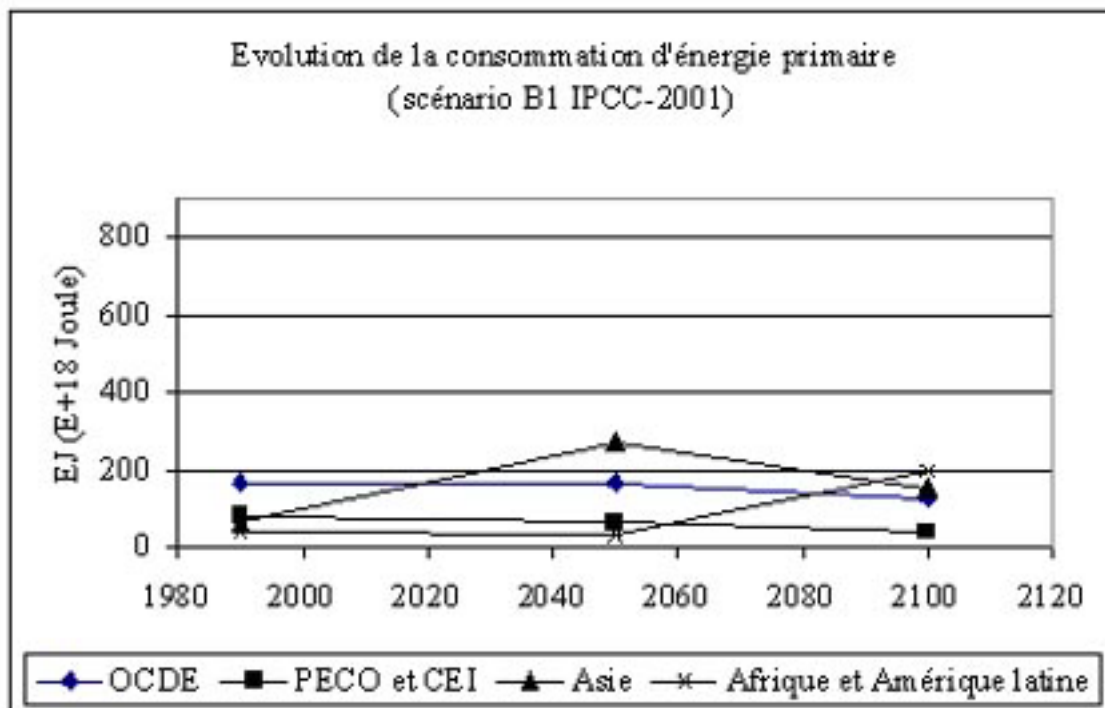
EJ (E+18 Joule)	OCDE		PECO-CEI		Asie		Am.lat & Afrique		monde	
	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050
charbon	40	112	11	23	27	104	5	34	83	273
pétrole	89	62	18	13	31	71	34	59	171	205
gaz	38	58	28	52	7	29	13	107	86	245
nucléaire	7	19	1	2	1	13	1	12	9	47
biomasse	6	21	1	6	21	63	13	50	41	141
autres renouvelables	6	27	1	10	3	31	3	35	14	103
total	186	299	60	106	90	311	69	297	404	1014

2.2.3. Une percée des énergies renouvelables variable selon les régions dans le cadre d'une économie mondiale de services et d'information

Le groupe de scénarios de la famille B1 correspond d'une part à une croissance démographique maîtrisée jusqu'en 2050 suivie d'une décroissance de la population, et, d'autre part, à une modification profonde des structures économiques mondiales, dans le sens d'un fort accroissement du poids relatif des services et du rôle de l'information.

Dans un tel cadre, la consommation mondiale d'énergie primaire croît seulement d'un facteur 2 entre 2000 et 2050

Tableau 23 : Évolution de la consommation d'énergie primaire pour les scénarios B1 du GIEC-IPCC



Les consommations de charbon et de pétrole diminuent fortement, tandis que la part du gaz augmente fortement et que le nucléaire se développe aussi mais moins rapidement.

Les énergies renouvelables représentent au plan mondial 33 % de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2050, avec des parts allant de 12,9 % dans la CEI à 40,2 % en Asie.

Tableau 24 : Évolution par filière et par zone géographique de la consommation d'énergie primaire – scénario B1

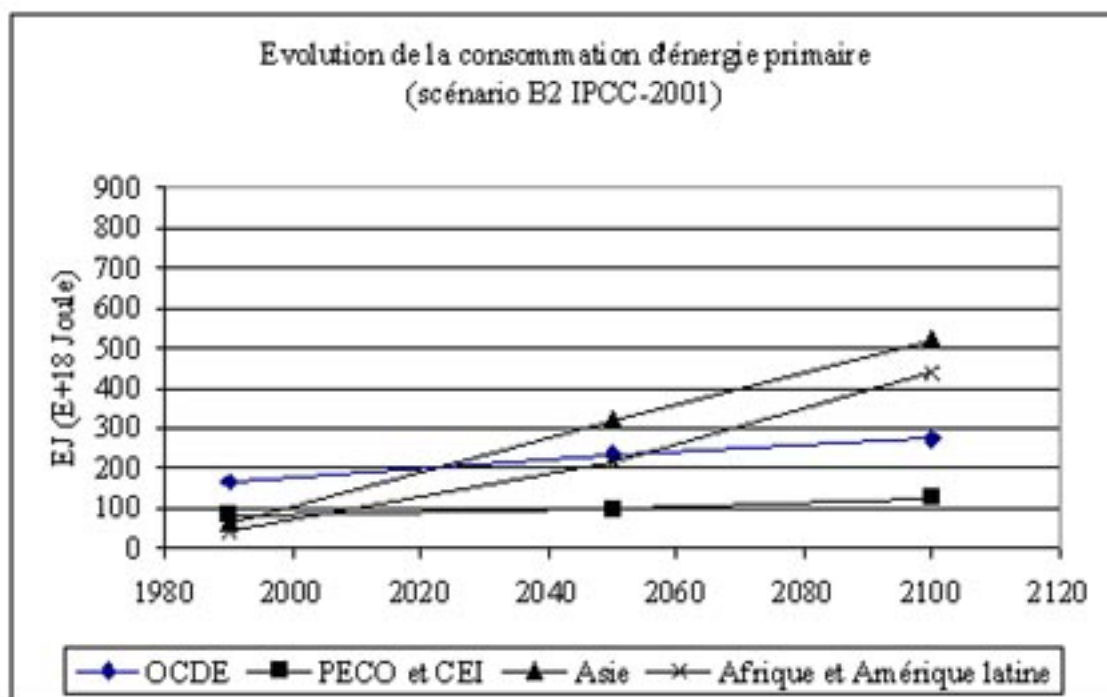
	OCDE		PECO-CEI		Asie		Am.lat. & Afr.		monde	
	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050
EJ (E+18 Joule)										
charbon	33	5	12	2	42	24	4	6	91	37
pétrole	85	44	14	16	26	72	30	59	155	192
gaz	45	84	21	43	5	53	12	116	84	297
nucléaire	7	21	1	0	1	11	0	4	8	36
biomasse	8	20	1	3	22	54	14	44	45	121
autres renouvelables	5	24	1	6	3	54	4	72	13	156
total	183	198	50	70	99	268	64	301	396	839

2.2.4. Une percée des énergies renouvelables plus lente dans le cadre d'un développement soutenable régionalisé

Les scénarios de la famille B2 correspondent à une mise en œuvre d'un développement durable avec des solutions régionales. La croissance démographique est soutenue, quoiqu'un peu moins forte que dans les scénarios A2. Le progrès technologique et sa diffusion sont moins rapides que dans les scénarios A1 et B1.

Dans ces conditions, la consommation mondiale d'énergie primaire est multipliée par 2,1 entre 2000 et 2050.

Tableau 25 : Évolution de la consommation d'énergie primaire pour les scénarios B2 du GIEC-IPCC



La croissance de la consommation de gaz est forte dans toutes les zones tandis que celles de charbon et pétrole diminuent.

Les énergies renouvelables représentent en 2050 15,5 % de la consommation primaire dans l'OCDE, 12,3 % dans les PECO et la CEI, 30 % en Asie et 31 % en Amérique latine et en Afrique (voir tableau ci-après).

Tableau 26 : Évolution par filière et par zone géographique de la consommation d'énergie primaire – scénario B2

	OCDE		PECO-CEI		Asie		Am.lat.	Afr	monde	
	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050
EJ (E+18 Joule)										
charbon	34	20	15	12	38	48	5	6	91	86
pétrole	86	65	18	20	32	93	32	50	168	227
gaz	41	99	26	51	6	61	11	87	84	297
nucléaire	7	17	1	2	1	21	0	8	8	48
biomasse	7	12	1	4	22	54	13	36	43	105
autres renouvelables	5	25	1	8	4	43	3	32	14	107
total	180	238	62	97	103	320	64	219	408	870

*

En définitive, de multiples enseignements peuvent être tirés des scénarios du GIEC-IPCC, dans la mesure où ceux-ci intègrent des mécanismes de marché fondés sur les prix relatifs des différentes énergies.

En premier lieu, l'accroissement du rôle des énergies renouvelables - hors déforestation – se fait d'autant mieux que la croissance économique est forte. A vrai dire, le cas des technologies de l'énergie ne diffère pas profondément de celui des autres technologies. Dès lors qu'il s'agit de diffuser au mieux des techniques et des savoir-faire évolués, la croissance économique semble le facteur le plus important à respecter.

Mais la diffusion des énergies renouvelables se fait d'autant mieux que le monde est unifié au plan économique. Tout repli des grandes zones économiques mondiales sur elles-mêmes ne permet pas de parvenir à une utilisation optimale des ressources énergétiques.

Au reste, dans un monde où le prix de l'énergie ne saurait être considéré comme nul, l'inertie des systèmes énergétiques associée à la baisse des coûts de toutes les filières, y compris les plus anciennes, fait que les énergies renouvelables ne semblent pas en mesure de conquérir plus d'un tiers du marché des énergies primaires.

Mais il reste à déterminer quel pourrait être le rôle des énergies renouvelables dans une situation où l'ensemble des pays du monde placeraient la lutte contre le changement climatique et l'effet de serre, au premier rang de leur priorité.

En réalité, il semble que le monde n'ait pas encore pris conscience du danger que représente le changement climatique.

Si les évolutions actuelles en terme de réchauffement climatique se confirmaient et si, a fortiori, une accélération se produisait du fait de phénomènes cumulatifs, la question

centrale pour l'humanité toute entière serait de mettre en place une « *économie de guerre* », selon l'expression de M. Pierre MATARASSO⁹, pour faire face au changement climatique.

Dans cette hypothèse, les énergies renouvelables qui sont par nature non émettrices de gaz à effet de serre, pourraient-elles aller au-delà du tiers de la consommation d'énergie primaire qui constitue, semble-t-il, la limite supérieure à laquelle conduisent les mécanismes de marché ?

3. Les énergies renouvelables, une solution partielle aux problèmes de développement économique et de la lutte contre l'effet de serre

A la contrainte traditionnelle du caractère limité des réserves de combustibles fossiles, une autre contrainte devrait s'ajouter à l'avenir, celle de la lutte contre l'effet de serre.

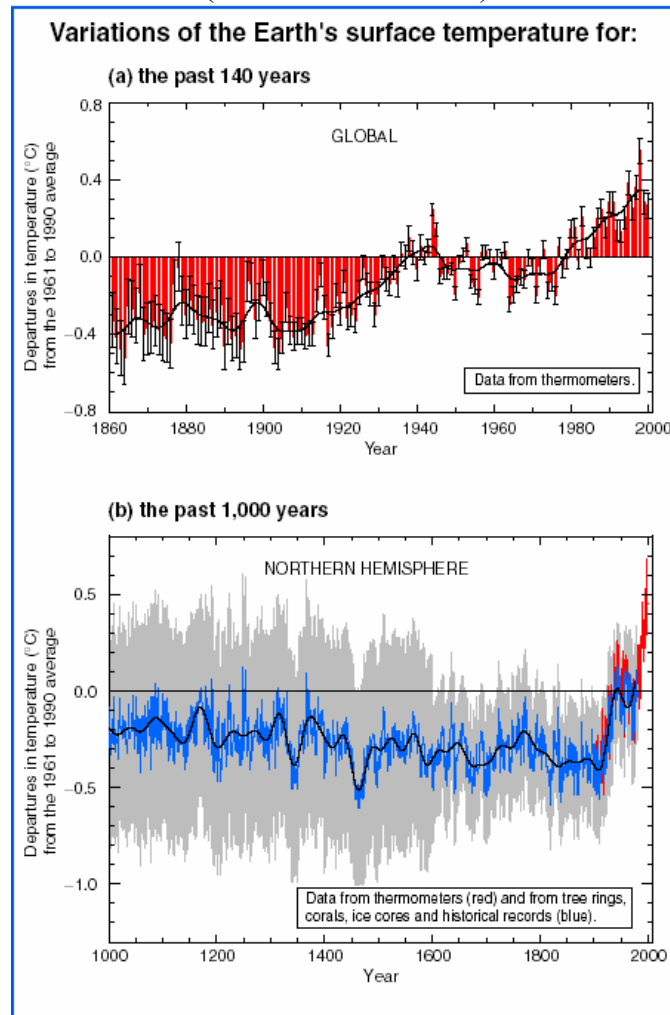
Les travaux du GIEC-IPCC présentent un grand intérêt dans la mesure où ils ne se limitent pas à un constat, au demeurant très difficile, de la situation actuelle mais où une analyse en profondeur est conduite sur les conséquences des différents scénarios d'évolution énergétique.

3.1. Le constat du GIEC sur le réchauffement climatique

Les estimations récentes du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC viennent confirmer, sinon amplifier, les observations déjà faites sur le réchauffement climatique. En premier lieu, le GIEC indique que la température moyenne à la surface du globe a augmenté de 0,6 °C au cours du XX^{ème} siècle (voir figure suivante).

⁹ Communication du 4 juillet 2001.

Tableau 27 : Évolution de la température à la surface de la Terre
(source : GIEC-IPCC)



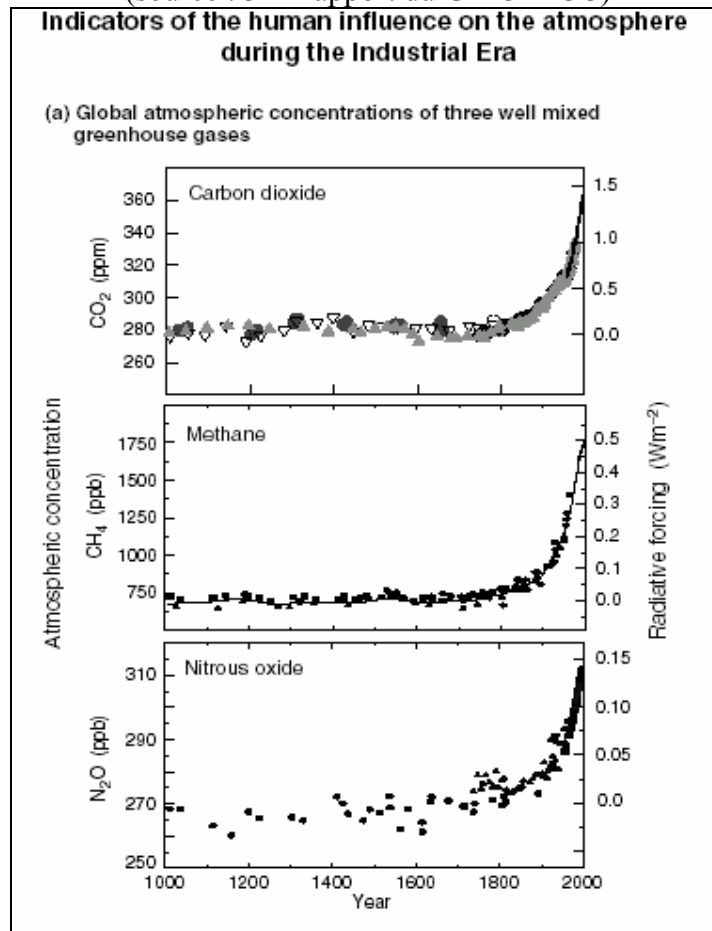
Il est par ailleurs vraisemblable que la décennie 1990 a été la décennie la plus chaude et l'année 1998 l'année la plus chaude depuis que des enregistrements scientifiques des températures sont effectués, c'est-à-dire depuis 1861. Par ailleurs l'augmentation de température au XXème siècle est vraisemblablement la plus élevée de celles intervenues pendant une période de 100 ans depuis le début du millénaire.

D'autres constats sont effectués à l'appui de ces observations. Les températures ont augmenté au cours des 40 dernières années dans la partie basse de l'atmosphère à moins de 8 km.

La couverture neigeuse, la banquise et les glaciers ont vu leurs dimensions réduites.

Le niveau moyen de la mer a augmenté et la chaleur contenue par les océans a diminué. Par ailleurs les émissions de gaz à effet de serre et d'aérosols continuent d'altérer l'atmosphère de manière telle que le climat devrait en être modifié.

Tableau 28 : L'influence des activités humaines sur l'atmosphère
(source : 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC)



Des nouveaux éléments de preuve ont été rassemblés démontrant que la responsabilité principale dans le réchauffement climatique des 50 dernières années incombe aux activités humaines. Les modèles climatiques ont en particulier connu des améliorations sensibles qui renforcent leur crédibilité.

C'est pourquoi il est très probable, selon le GIEC-IPCC, que la température moyenne en surface augmente de 1,4 à 5,8 °C de 1990 à 2100.

Le niveau de la mer pourrait en conséquence s'élever de 0,1 à 0,9 m entre 1990 et 2100 (voir figures suivantes).

Ce réchauffement prévisible est beaucoup plus important que ceux observés durant le XX^{ème} siècle et dépasse en ampleur les évolutions intervenues en 10.000 ans.

Tableau 29 : Estimation du réchauffement climatique au XXIème siècle selon les scénarios d'évolution planétaire du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC

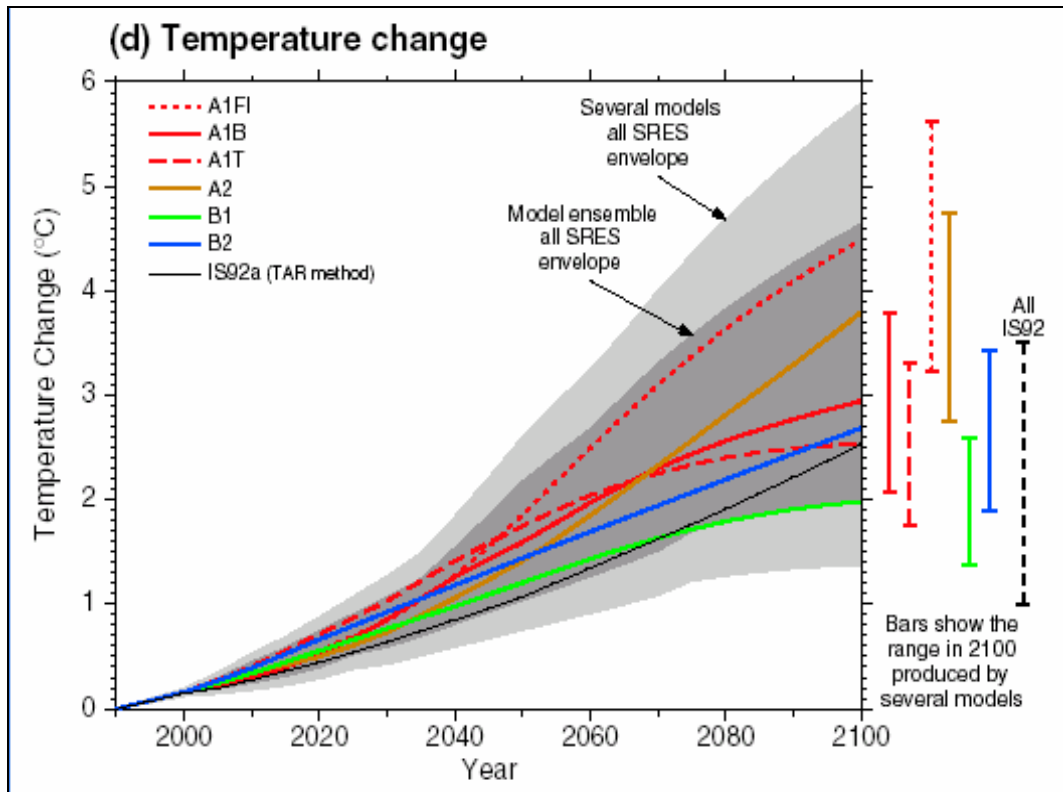
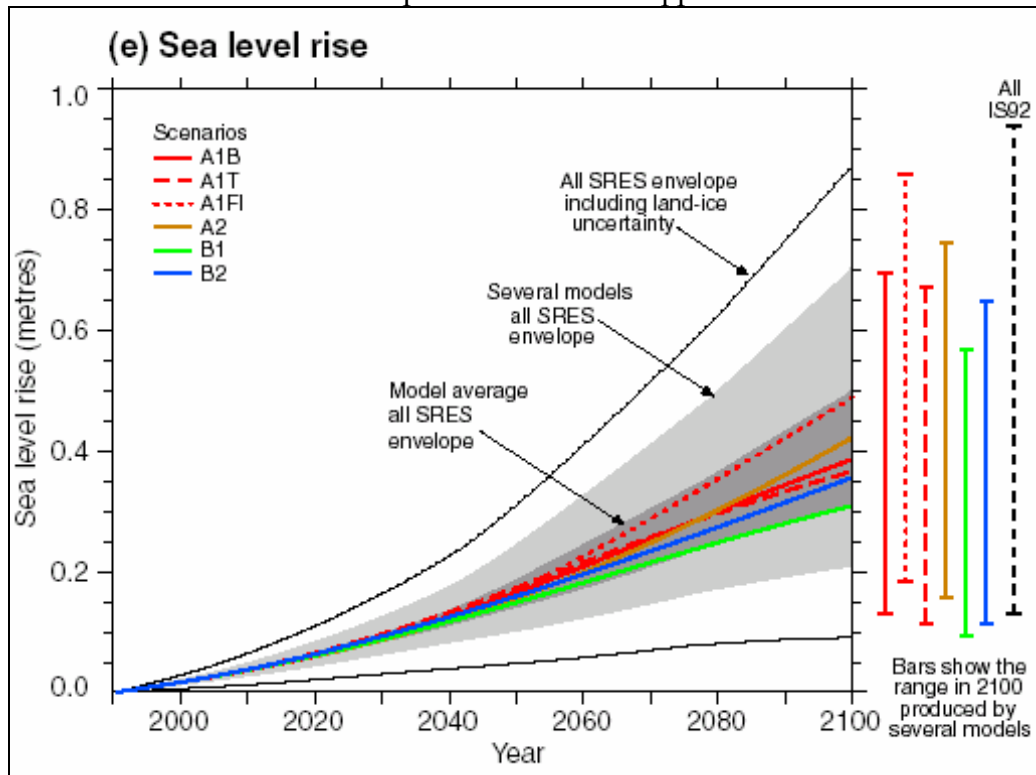


Tableau 30 : Estimation de l'élévation du niveau des mers au XXIème siècle selon les scénarios d'évolution planétaire du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC

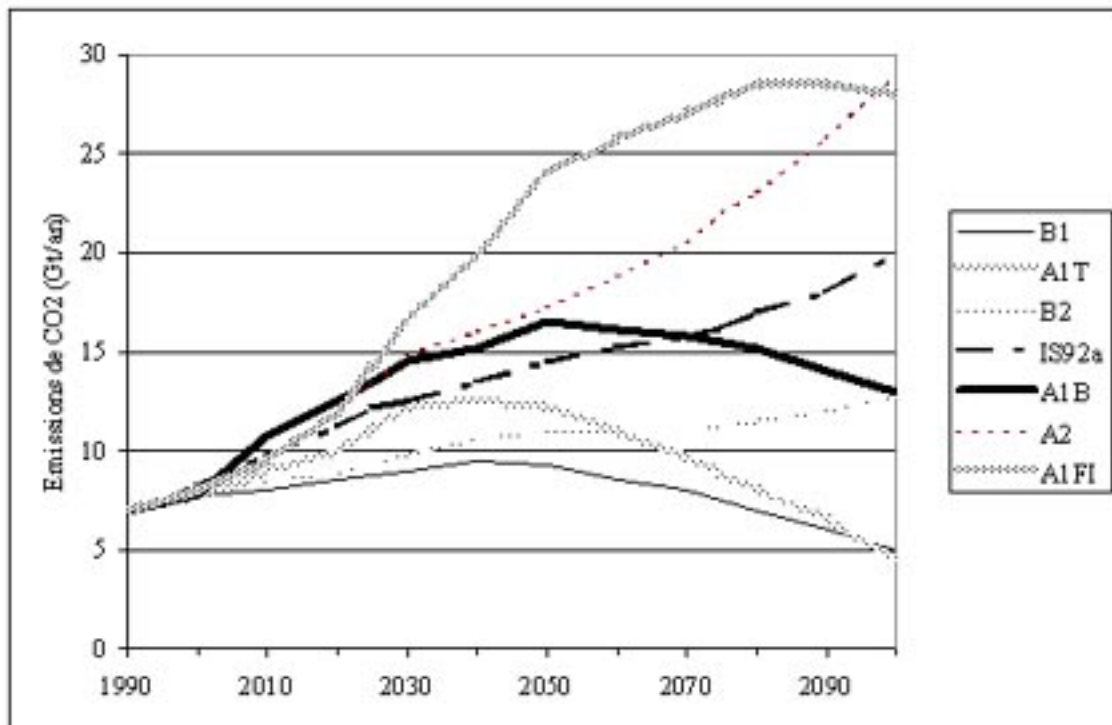


Telles sont les principales conclusions, toutes particulièrement préoccupantes, du 3^{ème} rapport du GIEC-IPCC.

3.2. Les scénarios d'évolution des émissions de gaz à effet de serre

A partir des scénarios d'évolution de la consommation d'énergie, le GIEC-IPCC a estimé les évolutions des émissions de gaz à effet de serre. Celles-ci sont évidemment très contrastées, selon les hypothèses prises (voir figure ci-après).

Tableau 31 : Émissions de CO₂ selon les scénarios pris en compte
(source : IPCC-2001)



A quelles conditions est-il possible de limiter les émissions et de les faire décroître ?

Le scénario A1T de la famille des scénarios A1 est à cet égard d'un intérêt particulier. En effet il correspond à une situation de croissance économique rapide, de croissance de la population jusqu'au milieu du siècle et à une introduction rapide de nouvelles technologies, avec un appel massif et volontaire à des sources d'énergie non fossiles.

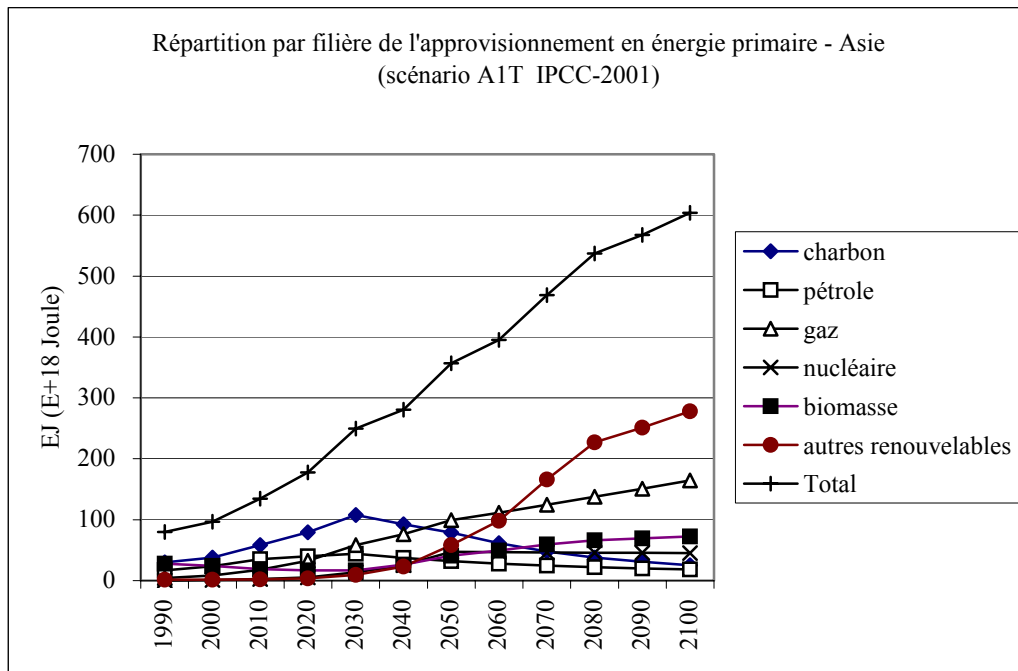
Ce scénario correspond donc à une utilisation massive d'énergies renouvelables.

Leur proportion dans l'approvisionnement des zones Asie et Afrique-Moyen Orient-Amérique latine a également été évaluée par le GIEC-IPCC.

3.3. Une part des renouvelables dans l'approvisionnement mondial limité à 30 % en 2050

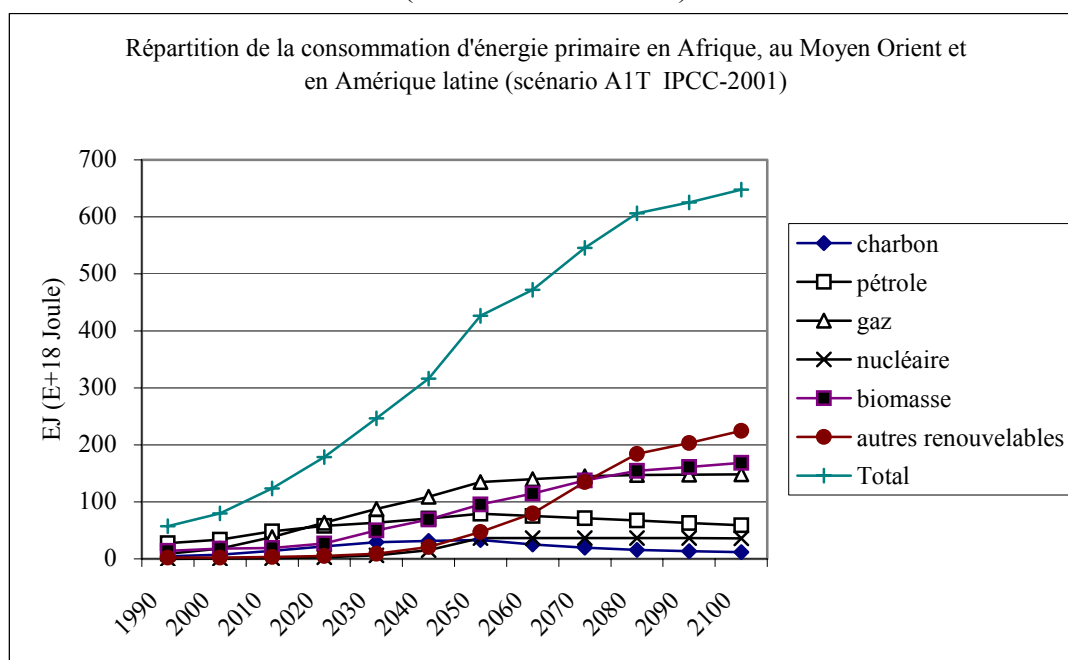
Les calculs du GIEC-IPCC dans le cadre du scénario A1T montrent que l'approvisionnement en énergie de l'Asie en 2050, est assuré à 28 % par le gaz, à 22 % par le charbon, les renouvelables représentant 28 %.

Tableau 32 : Estimation de la répartition de l'approvisionnement en énergie primaire de l'Asie dans le cas du scénario A1T (source : GIEC-IPCC)



La zone Afrique-Moyen Orient-Amérique latine, pour sa part, recourt à la même date, au gaz à hauteur de 32 %, au pétrole à hauteur de 18,6 %, les renouvelables totalisant 33 %.

Tableau 33 : Estimation de la répartition de l’approvisionnement en énergie primaire de l’Amérique latine, du Moyen Orient et de l’Afrique dans le cas du scénario A1T (source : GIEC-IPCC)



Quant à la part des différentes filières dans l’approvisionnement mondial, elle s’établit à 30,5 % pour le gaz, 14,6 % pour le pétrole, 13,5 % pour le charbon et 30,4 % pour les énergies renouvelables.

Ainsi, les travaux du GIEC-IPCC montrent que même lorsque la contrainte de la lutte contre l’effet de serre est prioritaire et que les technologies évoluent et diffusent rapidement, la part des énergies renouvelables ne devrait pas, sur les bases connues actuellement et en fonction des hypothèses de coûts actuellement posées, dépasser le tiers de l’approvisionnement énergétique mondial à l’horizon 2050.

Bien entendu, les scénarios du GIEC-IPCC se prolongent jusqu’à la fin du XXI^{ème} siècle. Dans le cas du scénario A1T, la part des énergies renouvelables s’élève alors jusqu’à 60 % mais l’intervalle de confiance de ce résultat semble relativement large, de sorte que ce résultat est d’un intérêt moindre.

A l’inverse, il est possible d’examiner la structure de l’approvisionnement énergétique correspondant à une augmentation continue des émissions de CO₂.

Le scénario A2 répond à une telle situation, et correspond à un monde hétérogène, avec une croissance démographique forte et un rythme de progrès technologique relativement lent et fragmenté. Dans ce cas, les émissions de CO₂ augmentent continûment, ce qui correspond à une part de 16,6 % des énergies renouvelables au niveau mondial.

Tableau 34 : Part des renouvelables dans la consommation d'énergie primaire en 2050 et 2100 (scénarios IPCC-2001)

% de renouvelables / énergie primaire totale consommée	2050	2100
<i>scénario A1T</i>		
Monde	30,4	59,9
Asie	27,9	58,0
Afrique, Moyen-Orient et Amérique latine	33,4	60,0
<i>scénario A2</i>		
Monde	16,6	16,8
Asie	12,7	14,4
Afrique	23,4	23,0

Les conclusions ci-dessus n'ont évidemment pas de valeur démonstrative, puisqu'elles sont issues de scénarios de prospective étroitement liés à des hypothèses préalables.

Mais les travaux du GIEC-IPCC ont une cohérence interne, notamment liée à des hypothèses sur les prix des énergies qui sont en rapport avec l'évolution des réserves mondiales et avec les progrès technologiques effectués sur chaque filière.

Il semble donc que les énergies renouvelables soient reconnues comme pouvant apporter une contribution importante à la réduction des émissions de CO₂. Toutefois, même dans les pays en développement, et a fortiori dans les pays développés, ces énergies renouvelables ne peuvent suffire à fournir l'approvisionnement en énergie que requiert la croissance démographique et la croissance économique.

En réalité, ce résultat recoupe le fait que tous les pays, qu'ils soient industrialisés ou en développement, possèdent des agglomérations urbaines qui nécessitent la production de masse d'énergie et tout particulièrement d'électricité.

Mais les énergies renouvelables sont d'une utilité capitale pour permettre l'accession à l'énergie des populations rurales du monde en développement.

3.4. Des filières essentielles pour l'accession à l'énergie mais ne couvrant pas toute la gamme des besoins

Deux milliards d'habitants ne bénéficient pas actuellement d'un accès à l'électricité, faute de sources autonomes ou d'un raccordement à un réseau de distribution. Pour une très grande part, ces populations appartiennent au monde rural.

Parce que les besoins de ces populations sont de faible ampleur et que celles-ci sont réparties sur de vastes territoires, les énergies renouvelables offrent des solutions parfaitement adaptées.

Or l'accès à l'énergie conditionne l'accès à la santé, du fait que les médicaments et les vaccins nécessitent le plus souvent d'être conservés au froid.

De même, l'accès à l'énergie conditionne l'amélioration de la situation alimentaire, dans la mesure où l'énergie permet de produire du froid qui permet le stockage et le transport des denrées.

L'accès à l'énergie conditionne bien souvent aussi l'accès à l'éducation, car il permet l'éclairage et une ventilation d'air minimale. L'accès à l'énergie permet aussi d'améliorer la condition féminine en supprimant des tâches manuelles répétitives et harassantes. L'accès à l'énergie permet enfin l'accès aux médias de divertissement.

En tout état de cause, nombreux sont les bons connaisseurs des pays en développement qui estiment que l'accession à l'énergie est sans doute le meilleur moyen pour lutter contre l'exode rural et contre la formation d'agglomérations géantes, un fléau qui obère bien souvent toute possibilité de développement.

Pour autant les énergies renouvelables ne peuvent couvrir la totalité des besoins car les configurations techniques et financières pour les zones urbanisées sont très voisines de celles des pays industrialisés.

On le constate déjà dans les opérations d'électrification des zones urbaines des pays en développement. Dans la mesure où ce sont des entreprises privatisées qui les prennent le plus souvent en charge, suite au vaste mouvement mondial de libéralisation, ces entreprises sont confrontées à la nécessité de se financer au moins en partie sur les marchés privés. Les coûts de production sont donc des paramètres clés. Lorsque les technologies classiques, comme par exemple des centrales à charbon ou à gaz se révèlent d'un coût inférieur, les énergies renouvelables peuvent se trouver rejetées.

Mais il n'en demeure pas moins qu'insuffisantes pour l'approvisionnement d'ensemble des pays en développement, comme de tout autre pays, les énergies renouvelables constituent en revanche des outils de développement d'une importance capitale, tout particulièrement pour le monde rural en développement.

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.

L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Chapitre Ier, 2^{ème} partie

III.- EN EUROPE, DES OBJECTIFS NATIONAUX POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIANT SELON LES RESSOURCES NATURELLES ET LES RÉALITÉS POLITIQUES	3
1. <i>Les énergies renouvelables en Allemagne : la convergence de la politique et du marketing industriel au service de l'économie</i>	3
1.1. La politique énergétique allemande orientée par la demande sociale et les marchés extérieurs	3
1.2. Le recyclage de compétences industrielles anciennes et la création de marchés comme moteurs de l'expansion industrielle	7
2. <i>L'éolien, un atout du Danemark, complété par un joker : le gaz</i>	13
2.1. Les énergies renouvelables ou le choix politique du Danemark	13
2.2. La population à l'origine des choix énergétiques et d'accord avec des mesures contraignantes	20
3. <i>Le Royaume Uni pour le développement des renouvelables sous le contrôle du marché</i>	23
3.1. Les énergies renouvelables, une piste prise au sérieux pour compenser le déclin prévisible du nucléaire et du gaz	23
3.2. A côté des subventions à la R&D pour le long terme, la prééminence des mécanismes de marché	27
4. <i>L'Union européenne malheureusement focalisée pour le moment sur l'électricité verte</i>	30
IV.- EN FRANCE, UN INTÉRÊT MINEUR POUR LA PRODUCTION INTÉRIEURE D'ÉLECTRICITÉ MAIS MAJEUR POUR LES TRANSPORTS, LE RÉSIDENTIEL-TERTIAIRE ET L'EXPORTATION	33
1. <i>Des besoins futurs en énergie difficilement contenus par la maîtrise de l'énergie</i>	33
1.1. Les critères des choix de la politique énergétique française	33
1.2. Les scénarios d'augmentation de la consommation d'énergie primaire.....	33
2. <i>Les enseignements de l'expérience guadeloupéenne à l'usage de la métropole ou la difficulté de faire croître rapidement la part des énergies renouvelables</i>	35
2.1. L'efficacité de l'action de l'État, en phase avec la volonté politique de la Région.....	35
2.2. L'apport quantitatif majeur de la biomasse et très faible du photovoltaïque	37
2.3. La difficulté d'accélérer le développement des énergies renouvelables	38
3. <i>Une contribution probablement insuffisante de l'électricité verte</i>	39
3.1. Une capacité de production d'électricité suffisante pour le moment en France.....	39
3.2. L'impossibilité probable de couvrir l'augmentation de la consommation d'électricité avec les seules énergies renouvelables.....	40
3.3. La contrainte de coût	42
4. <i>Un apport potentiel majeur des énergies renouvelables à la problématique des transports et du résidentiel-tertiaire</i>	42
4.1. Les transports, point d'application prioritaire des énergies renouvelables.....	43
4.2. Le résidentiel-tertiaire, un objectif capital du développement des énergies renouvelables.....	44

[Suite du rapport : chapitre II](#)

[Retour au sommaire du rapport](#)

III.- En Europe, des objectifs nationaux pour les énergies renouvelables variant selon les ressources naturelles et les réalités politiques

L'analyse technique des énergies renouvelables a conduit à la conclusion qu'il s'agit de solutions à profil local pour des besoins locaux.

L'analyse des politiques conduites dans trois pays qui jouent un rôle important à des titres divers dans le développement des énergies renouvelables en Europe, montre à son tour qu'il ne saurait y avoir de politique standard dans ce domaine.

En réalité, les politiques énergétiques reflètent toujours des caractéristiques nationales particulières.

Les politiques conduites dans le domaine des énergies renouvelables ne dérogent pas à cette règle, ce qui entraîne que telle politique menée dans un pays particulier ne peut pas et ne doit pas être transposée dans un autre pays.

1. Les énergies renouvelables en Allemagne : la convergence de la politique et du marketing industriel au service de l'économie

Selon l'accord du 14 juin 2000 entre le Gouvernement allemand et les producteurs d'électricité, les 19 réacteurs électronucléaires implantés outre-Rhin seront chacun fermés après 32 années de fonctionnement. Ainsi, le dernier réacteur installé en Allemagne devrait être arrêté en 2021.

Si les négociations sur ce sujet ont été longues – plus d'un an et demi – et difficiles, c'est qu'il s'agissait de trouver un compromis permettant de respecter un engagement électoral, d'éviter le versement d'indemnités à l'industrie et d'offrir le délai nécessaire pour un redéploiement énergétique d'ampleur – le nucléaire fournit le tiers de l'électricité consommée en Allemagne -.

Quoi qu'il en soit, l'horizon est aujourd'hui dégagé pour la mise en œuvre d'une politique fondée sur trois piliers, d'une part les économies d'énergie, d'autre part l'efficacité énergétique et enfin les énergies renouvelables.

Au final, tout se passe comme si la contrainte politique avait été recyclée par l'économie allemande pour construire les bases d'une nouvelle industrie de l'énergie plus adaptée que dans sa version précédente, aux besoins futurs de l'économie allemande mais aussi mondiale.

1.1. La politique énergétique allemande orientée par la demande sociale et les marchés extérieurs

L'opposition au nucléaire des Verts allemands est sans aucun doute fondée sur des motifs idéologiques. Le nucléaire civil porterait la tâche originelle et ineffaçable d'être issu de l'arme atomique. L'opacité du secteur, la centralisation, la production de masse et la

production de déchets de haute activité à longue durée de vie achèveraient de disqualifier l'électronucléaire.

Mais l'industrie allemande, passé le moment du choc de la victoire de la coalition SPD-Verts, a désormais intégré la conséquence de cette analyse et voit dans le refus du nucléaire une incitation à investir de nouveaux territoires technologiques et à pénétrer de nouveaux marchés d'une ampleur considérable dans le monde entier.

1.1.1. L'analyse politique du SPD sur les besoins énergétiques dans le monde

Pour M. Hermann SCHEER, Député SPD de la région de Stuttgart¹, la montée des besoins énergétiques des pays en décollage industriel et même des pays en développement, ainsi que la solvabilité croissante de ces derniers, se produisent alors que de nouvelles technologies de transformation d'énergie et de production d'électricité s'approchent de la compétitivité. Ces nouvelles technologies révolutionnent les modèles énergétiques, les modes de production et de distribution. Le réalisme consiste à en tirer parti, tout en organisant, sans précipitation – compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques –, l'adaptation du système national.

Le modèle énergétique des pays développés serait en effet, selon M. SCHEER, en bout de course. En centralisant l'extraction de combustibles et la production d'électricité, ce système a éloigné géographiquement la production de la consommation et généré des déséquilibres facteurs d'affrontements et de guerres. Les inconvénients d'un tel système sont patents et ne peuvent être évités qu'en changeant de technologies et donc de modèle énergétique.

Pour M. Hermann SCHEER, l'avenir appartient à des modes de production de l'énergie et de l'électricité sur site, décentralisés, voire autonomes, facteurs d'économies de distribution et de fonctionnement.

Il s'agit là d'un défi qui serait hors de portée si les technologies adéquates n'existaient pas. Mais précisément, l'éolien arrive dans la zone de la compétitivité. Les techniques solaires représentent un avenir plus lointain mais non moins réel.

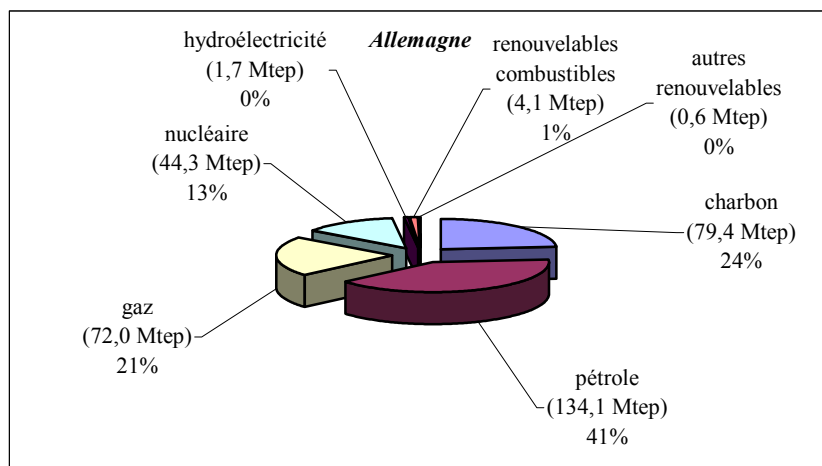
De même, selon M. Hermann SCHEER, la biomasse pourra apporter une contribution nette en énergie majeure, que l'on considère les filières de combustion ou les biocarburants.

1.1.2. Le nucléaire et le charbon présents encore pour des longues années

La structure de l'approvisionnement de l'Allemagne en énergie primaire est très différente de celle de la France. Si le gaz y joue un rôle plus important (21 % du total) qu'en France (13 %), c'est bien entendu la place du charbon qui y est sans commune mesure – 24 % – contre 6 % dans notre pays (voir graphique ci-après).

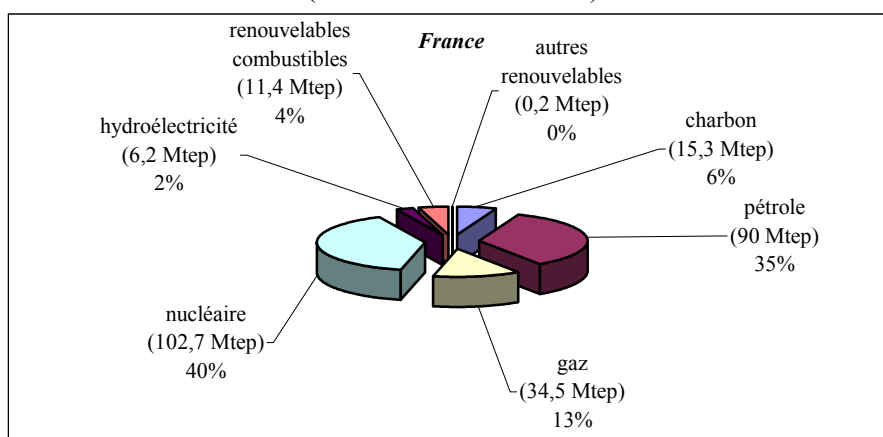
¹ Entrevue du 9 juillet 2001, à Bonn.

Tableau 1 : Approvisionnement total de l'Allemagne en énergie primaire en 1999
(source : AIE / OCDE)



Il en résulte que la place du nucléaire en Allemagne dans l'approvisionnement en énergie primaire est bien inférieure avec 13 % du total à ce qu'elle est en France (40 % du total).

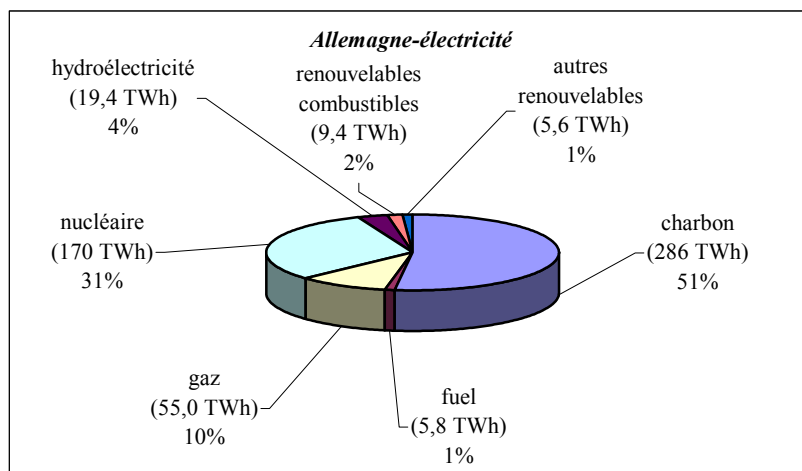
Tableau 2 : Approvisionnement total de la France en énergie primaire en 1999
(source : AIE / OCDE)



Les 19 réacteurs électronucléaires en activité produisent toutefois 31 % de l'électricité allemande.

Pour certains experts allemands comme le Député Hermann SCHEER, le débat de près de deux ans sur la sortie du nucléaire était inutile. Il eut suffi d'accepter comme points d'accord avec les compagnies d'électricité l'arrêt des centrales nucléaires arrivées en fin de durée de vie autorisée et l'interdiction d'implanter tout nouveau réacteur en Allemagne. Les vraies questions sont ailleurs.

Tableau 3 : Production d'électricité en Allemagne en 1999 (551 GWh)
(source : AIE / OCDE)



Le compromis aura pris deux ans à émerger et doit être acté par une loi avant la fin 2001. On pourrait s'imaginer qu'avec une nouvelle majorité démocrate chrétienne, une décision inverse puisse être prise à l'avenir, autorisant à nouveau la construction de réacteurs nucléaires sur le sol allemand.

En réalité, la quasi-totalité des experts estiment que la population allemande a dans sa grande majorité tourné la page du nucléaire comme moyen de production d'électricité d'avenir. A moins d'une situation entièrement nouvelle, il semble exclu que la CDU-CSU prenne le risque de revenir à brève échéance au nucléaire.

Quant à l'importance du charbon pour la production d'électricité, elle est majeure puisque les centrales thermiques fonctionnant au charbon assurent 51 % de la production d'électricité. Il s'agit d'un problème régional, politique et syndical. L'extraction du charbon, subventionnée à hauteur de 6 milliards DM par an, est régulièrement diminuée. Mais il ne semble pas que la production puisse descendre au-dessous d'un certain seuil. D'autant que l'expérience déjà acquise dans les technologies du charbon propre ou à tirer de nouvelles centrales à lit fluidisé, sera très utile pour les marchés internationaux de pays tels que l'Inde ou la Chine, dont la croissance des besoins en énergie mobilisera nécessairement les ressources en charbon.

Quoi qu'il en soit, pour M. SCHEER, l'Allemagne doit tirer parti de la période qui la sépare de l'arrêt de ses centrales nucléaires pour développer des alternatives, parmi lesquelles figurent bien entendu les centrales à cycle combiné à gaz mais également les énergies renouvelables.

1.1.3. Les énergies renouvelables, une nouvelle gamme de créneaux industriels

En raison de l'importance de ses besoins énergétiques, l'Allemagne, au contraire d'un pays comme le Danemark, n'assigne pas aux énergies renouvelables l'objectif de permettre un basculement rapide de son approvisionnement en énergie.

L'objectif du Gouvernement fédéral est, de fait, de doubler dans les dix prochaines années la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Autrement dit, il

s'agit de faire passer la part de l'électricité renouvelable de 5 à 10 % du total en 2010. La directive européenne relative à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables qui énonce un but de 23 % ne risque donc pas d'être satisfaite par l'Allemagne.

S'agissant de l'éolien, à l'exception de ses rivages de la Baltique et de la Mer du Nord, l'Allemagne ne dispose pas de territoires particulièrement bien ventés qui lui permettent d'espérer une production d'électricité éolienne abondante. Par ailleurs, les possibilités d'implantation d'éoliennes offshore sont limitées par de nombreuses servitudes maritimes ou écologiques.

Le solaire photovoltaïque fait, pour sa part, l'objet d'incitations importantes, au travers du programme des 100 000 toits solaires. La capacité solaire photovoltaïque installée en Allemagne est d'ores et déjà la première du monde. Mais la contribution en électricité au réseau est très limitée, sinon négligeable.

Le solaire thermique, considéré lui aussi comme un objectif important, fait l'objet d'un programme d'incitation qui repose sur des bases saines, à savoir une industrie nationale capable de fournir la demande intérieure. Enfin la biomasse pourrait apporter à l'avenir une contribution appréciable.

Mais au total, quelle que soit la filière d'énergies renouvelables considérée, la création de marchés intérieurs par le biais d'aides diverses a pour but le renforcement de l'industrie nationale au titre de bancs d'essai, d'incitation au progrès technologique et de source de volumes de production tirant les prix vers le bas.

1.2. Le recyclage de compétences industrielles anciennes et la création de marchés comme moteurs de l'expansion industrielle

L'action de l'Allemagne dans le domaine des énergies renouvelables se caractérise par une forte impulsion donnée à l'ensemble des filières en réponse à une demande de la société relayée et mise en forme par le Bundestag lui-même.

Cette impulsion bénéficie d'un socle de compétences industrielles parmi les meilleures du monde et devrait en conséquence porter ses fruits rapidement, permettant aux entreprises allemandes d'acquérir des parts significatives du marché mondial.

1.2.1. La capitalisation de savoir-faire industriels pour la mise au point de nouvelles technologies

Les entreprises allemandes maîtrisent la plupart des technologies à la base des énergies renouvelables.

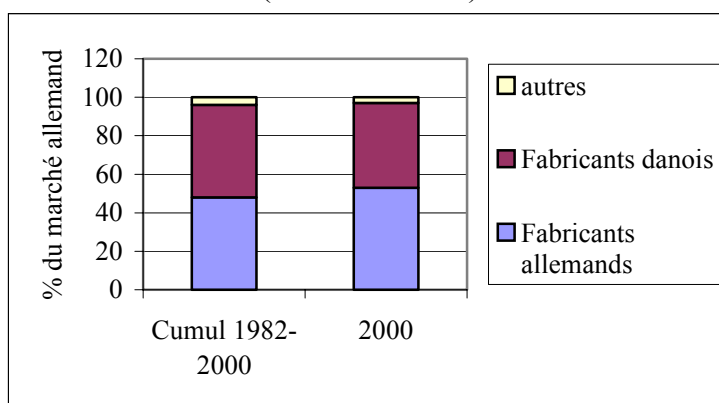
La construction des éoliennes mobilise des savoir-faire traditionnels en sidérurgie, mécanique, électrotechnique, aérodynamique qui doivent certes être optimisés pour ce type d'application mais dont la maîtrise est une base utile pour un développement rapide.

C'est l'ensemble des Länder allemands qui détiennent ces compétences, y compris ceux de l'Est. On peut noter à cet égard que la nouvelle filière des éoliennes représente un vecteur de réindustrialisation d'une région de l'ex Allemagne de l'Est comme celle de

Magdebourg². L'entreprise Enercon, dont le chiffre d'affaires est d'ores et déjà supérieur à 2 milliards de DM, y a en effet racheté l'ancien combinat sidérurgique SEK et l'a reconverti dans la fabrication d'aérogénérateurs de forte puissance, permettant l'embauche de 550 ouvriers et techniciens.

Pour autant, l'industrie allemande est loin d'occuper une place prédominante sur son marché intérieur (voir graphique ci-après). Il semble toutefois que sa part de marché augmente, étant passée de 48 % en cumulé sur 1982-2000 à 53 % pour la seule année 2000.

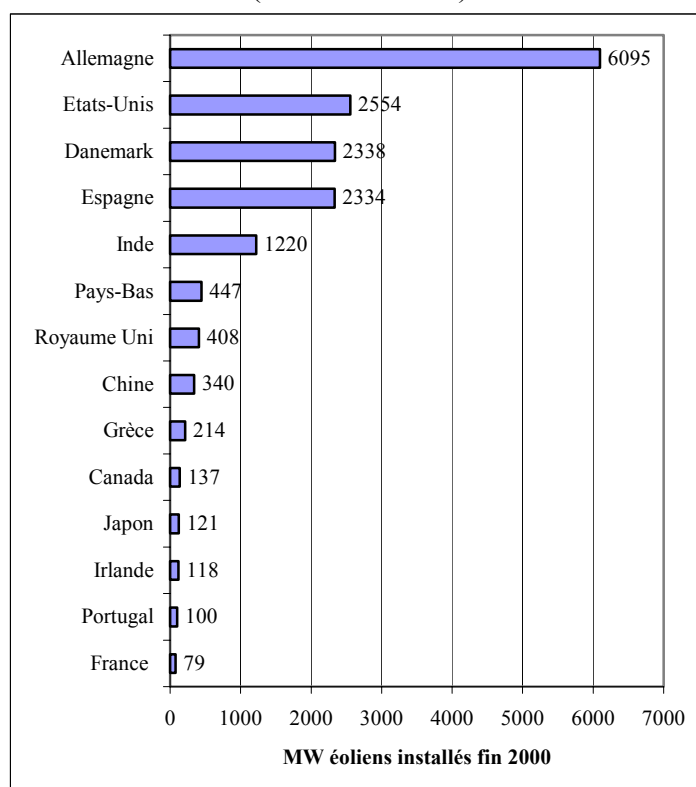
Tableau 4 : Parts du marché allemand des éoliennes
(source : BMWi)



Mais l'Allemagne est leader mondial en termes de capacités installées à la fin 2000 (voir figure suivante).

² Visite du 10 juillet 2001.

Tableau 5 : Capacités éoliennes installées dans le monde fin 2000
(source : BMWi)



Dans le domaine du photovoltaïque, c'est la base de connaissances de Siemens dans le domaine de la microélectronique qui constitue le meilleur atout de l'entreprise Siemens & Shell Solar. Cette filiale commune à un grand groupe d'électrotechnique et à un groupe pétrolier a construit à Gelsenkirchen, près de Düsseldorf, la plus grande unité allemande de fabrication de modules photovoltaïques. Avec en toile de fond l'investissement de Royal Dutch Shell de 500 millions de dollars sur 5 ans dans le solaire photovoltaïque, se profile déjà, à côté de cette usine, la construction très attendue par la profession d'une usine de silicium.

Quant au solaire thermique, l'industrie allemande y dispose de bases sérieuses pour la fabrication de capteurs métalliques sous vide qui font l'essentiel des installations.

Ainsi, l'industrie allemande semble d'ores et déjà en ordre de bataille pour s'emparer dans les années qui viennent de positions dominantes dans différentes filières renouvelables.

1.2.2. La création de marchés par la loi

L'Allemagne a pendant longtemps concentré son soutien aux industries des énergies renouvelables par des aides à la recherche et au développement, revêtant la forme de programmes sur fonds publics confiés à des organismes de recherche ou de subventions à l'industrie.

Différentes initiatives sectorielles ont ensuite été prises pour soutenir l'adhésion des particuliers aux techniques des énergies renouvelables. C'est ainsi que le programme des

100 000 toits solaires, initié par le Député Hermann SCHEER, met en place des financements et un rachat de l'électricité produite (voir encadré ci-après).

Le programme des 100 000 toits solaires

- plan de 5 ans lancé le 1^{er} janvier 1999
- installations de 3 kWc
- financement de l'installation à 100 % par un prêt bancaire sur 10 ans accordé en une semaine à un taux inférieur de 4,5 % au taux du marché, avec un délai de 2 ans avant le début des remboursements
- la loi EEG prévoit en outre le rachat de la production d'électricité au tarif de 0,99 DM / kWh (3,32 F / kWh), pendant 20 ans
- la demande en 2001 est de 5 MW par mois environ

La cogénération constitue un autre volet important de la politique énergétique allemande. La discussion sur un projet de loi relatif à la cogénération devrait être achevée à la fin de l'année 2001. L'objectif est d'arrêter les installations de cogénération datant d'avant 1990 et de moderniser celles construites après 1990. Le montant des financements alloués à ces opérations est de 8,7 milliards DM sur la période 2002-2010, provenant non pas du budget fédéral mais du prix de l'électricité. Un tel système a d'ailleurs été validé récemment par la Cour de justice européenne.

Autre volet important, l'amélioration du bilan énergétique des bâtiments est recherchée par une nouvelle réglementation, en discussion à la mi-2001 au Bundesrat.

Mais c'est avec la loi EEG de 1999 que la politique d'aide au développement des énergies renouvelables prend une dimension décisive. Cette loi d'initiative parlementaire n'a pas rencontré, selon certaines sources, un accord plein et entier du gouvernement fédéral.

Les dispositions de la loi EEG en application depuis le 1^{er} avril 2000

- principes : le distributeur local est obligé de donner accès au réseau (seuls les coûts du transformateur et du câble sont à la charge de l'exploitant) ; le courant produit bénéficie d'une première priorité ; les coûts additionnels sont répartis entre tous les distributeurs au prorata de leur part de marché sur le marché de l'électricité allemand
- pour l'éolien, l'électricité produite est rachetée au prix de 0,178 DM / kWh (59,7 cF / kWh) pendant un minimum de 5 ans pour les installations on shore et de 9 ans pour les installations off shore ; au-delà de ces délais, le prix de rachat est de 0,121 DM / kWh (40,6 cF / kWh)
- les résultats de la loi sont évalués tous les deux ans

Quoi qu'il en soit, cette loi comprend l'ensemble des dispositions prévues pour le rachat au demeurant obligatoire de l'électricité produite à partir de toutes les sources renouvelables, en particulier les prix de rachat et les obligations de raccordement.

La procédure utilisée présente donc l'avantage d'avoir la lisibilité et la publicité maximales, ce qui correspond à la demande de la société allemande.

Cette méthode tranche incontestablement avec la procédure française des arrêtés tarifaires discutés dans l'ombre des cabinets ministériels et des administrations.

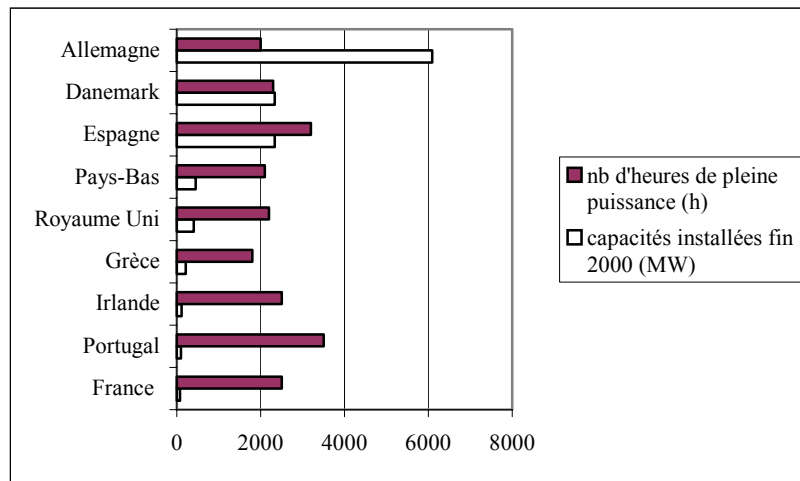
1.2.3. Le coût élevé du développement des énergies renouvelables en Allemagne

Le régime des vents en Allemagne n'est réellement favorable que sur les côtes de la Mer du Nord et à proximité immédiate de celle-ci. La saturation des sites les meilleurs est pratiquement atteinte, l'offshore ne présentant par ailleurs que peu de possibilités compte tenu des nombreuses contraintes environnementales et maritimes à respecter.

Pour autant, l'Allemagne possède le parc éolien le plus important du monde.

En définitive, un décalage existe en Europe entre les puissances installées et les qualités des territoires concernés en terme de régimes des vents, les meilleurs sites allemands bénéficiant au surplus de vents moins forts et plus aléatoires que nombre d'autres pays (voir graphique ci-après).

Tableau 6 : Capacités éoliennes installées et régime des vents en Europe
(source : BMWi)



La dotation relativement médiocre de l'Allemagne en sites de qualité pose inévitablement la question du coût du développement de l'énergie éolienne dans ce pays.

On trouvera au tableau suivant les différents types de coûts supportés par l'État et par les consommateurs d'électricité.

Tableau 7 : Les coûts du développement de l'éolien en Allemagne
(source : BMWi)

Type d'aide	millions DM	millions FF
<i>I. Aides directes (1975-2000)</i>		
1. Subvention au développement des turbines et des interfaces	290	972,6
2. Aide à l'investissement privé et coût du programme « 250 MW »	290	972,6
3. Programme d'évaluation des performances du parc éolien	37	124,1
4. Subventions au programme de démonstration de 120 éoliennes dans les pays en développement	37	124,1
<i>II. Soutien du marché (1989-2000)</i>		
1. Coût du rachat du courant éolien	4 832	16 205,8
2. Coût d'amélioration du réseau	372	1 247,6
3. Économies d'exploitation réalisées sur les centrales thermiques au charbon	-480	-1 609,8
4. Coût de l'amortissement dégressif sur 10 ans	2 371	7 952,0
5. Prise en charge partielle des subventions accordées par les Lander	360	1 207,4
6. Coût des prêts bonifiés accordés.	651	2 183,4

Le bilan de cette politique, telle que dressé par le BMWi (Ministère de l'économie) est indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 8 : Bilan de la politique de promotion de l'éolien en Allemagne
(source : BMWi)

Critère	Valeur	Remarque
nombre d'éoliennes installées	9 369	
capacité installée	6 095 MW	
puissance moyenne installée	0,65 MW	
énergie produite en 2000	9,3 TWh	2/3 dans les 5 Lander du Nord 1/3/ dans les 11 Lander du Sud
disponibilité à pleine puissance	1900 heures	soit 21,7 % de l'année
augmentation en 2000	1495	nombre d'éoliennes installées
	1665 MW	capacité supplémentaire
	1,1 MW	puissance moyenne
économies de CO2	7,8 millions tonnes CO2	

La lecture de ce bilan permet de conclure que la politique conduite par l'Allemagne dans le domaine de l'éolien vise moins la production d'électricité que la constitution d'une industrie compétitive à finalité exportatrice.

1.2.4. Les réticences de l'Allemagne vis-à-vis de la directive SER et des certificats verts

L'objectif de la directive SER selon lequel l'Allemagne devrait tirer 22 % de son électricité des énergies renouvelables paraît quelque peu irréaliste à différents responsables de la politique énergétique allemande. La part des renouvelables étant actuellement de 5 % hors déchets, l'objectif d'un doublement leur paraît plus réaliste.

Par ailleurs, le système des certificats verts à l'échelle européenne ne paraît pas rencontrer l'adhésion ni du Gouvernement fédéral ni du SPD. La principale raison invoquée

est que l'Allemagne doit mobiliser tous les sites, même les sites peu favorables, pour atteindre ses objectifs. Le mécanisme des certificats verts tendrait au contraire à privilégier les sites européens les mieux ventés.

En tout état de cause, le Gouvernement estime indispensable que quiconque veuille installer une éolienne puisse le faire dans la mesure où l'électricité est un bien précieux et où le seul doublement de la part des renouvelables constitue un défi très ambitieux. Une hausse conséquente du prix de l'électricité est considérée comme un moyen de financement acceptable, à condition toutefois qu'elle ne devienne pas intolérable.

En définitive, l'Allemagne pourrait être considérée, à première vue, comme donnant l'exemple d'un traitement idéologique des questions énergétiques.

L'arrêt de centrales nucléaires au bout d'une exploitation de 32 ans, alors qu'elles auraient pu fonctionner plus de 40 ans en produisant un kWh à très bas prix en raison de leur amortissement, peut sembler une aberration économique.

En réalité, travaillée par les idées écologiques depuis des décennies et faisant preuve d'une sensibilité et d'une ouverture séculaires vis-à-vis de la nature, la société allemande a décidé, en prenant toutefois des précautions sous la forme d'une transition progressive, de tourner le dos à l'électronucléaire qu'elle considère dans son ensemble comme une source d'énergie d'un intérêt transitoire, pour recourir à un cocktail énergétique diversifié comprenant un volume notable mais non décisif d'énergies renouvelables.

Compte tenu de la force de son appareil industriel et des débouchés intérieurs et extérieurs de ces nouvelles sources d'énergie, ce qui aurait pu risquer de constituer un naufrage économique, pourrait au contraire se révéler comme un virage stratégique opéré avec prescience et donc comme un pari gagnant.

2. L'éolien, un atout du Danemark, complété par un joker : le gaz

Le Danemark offre l'exemple d'une politique énergétique résolue avec trois coups de barre majeurs depuis la crise pétrolière de 1973. Après avoir choisi le développement durable en 1999, le Danemark a désormais pour objectif que les énergies renouvelables assurent le tiers de son approvisionnement en énergie en 2030. L'industrie danoise, appuyée par la recherche publique et forte de ses positions de leader mondial pour l'éolien, est en situation de répondre à cette attente.

2.1. Les énergies renouvelables ou le choix politique du Danemark

Le Danemark accorde une place fondamentale à l'objectif d'une indépendance énergétique aussi grande que possible. Depuis 1973, les pouvoirs publics ont en conséquence renforcé successivement la place du charbon, puis celle du gaz et aujourd'hui celle des énergies renouvelables. Cette nouvelle orientation repose sur un choix plus global, celui du développement durable, et sur des atouts industriels soigneusement cultivés, ce qui augure bien du succès de cette stratégie.

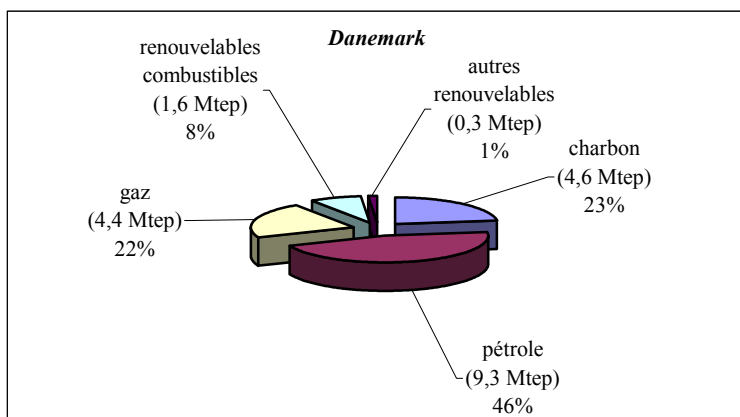
2.1.1. Les coups de barre successifs de la stratégie énergétique danoise

Après le choc pétrolier de 1973, le Danemark décide de réduire sa dépendance énergétique vis-à-vis du Moyen Orient en développant sa production d'électricité à partir du charbon importé d'Australie et du Canada. Alors que celle-ci était à peu près nulle à cette date, la part du charbon dans la consommation d'énergie primaire atteindra plus du tiers en 1991.

Mais en 1996, le Danemark, dans le cadre de son choix en faveur du développement durable, élabore une nouvelle planification énergétique. L'objectif est d'éliminer le charbon. Mais un fait nouveau et fondamental s'est produit. A la fin des années 1980, le Danemark s'est lancé dans la prospection pétrolière et gazière en Mer du Nord. Les recherches s'avèrent couronnées de succès. Ainsi, en 2000, le Danemark produit 17,8 millions de tonnes de pétrole. Sa production de gaz naturel a atteint 8,2 milliards de m³, la même année. Cette production non seulement suffit à ses besoins³, mais lui permet d'exporter 3,2 milliards de m³.

Le charbon continue toutefois en 1999 de jouer un rôle important dans l'approvisionnement en énergie primaire (voir graphique ci-après).

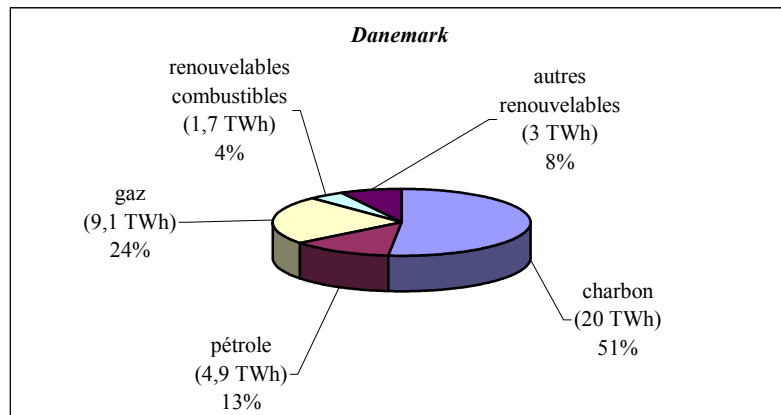
Tableau 9 : Approvisionnement du Danemark en énergies primaires en 1999
(source : AIE-OCDE)



Le rôle du charbon dans la production d'électricité est également prédominant (voir graphique ci-après).

³ A titre de comparaison, la France a importé en 2000 40,7 milliards de m³ de gaz naturel.

Tableau 10 : Répartition par filières de la production d'électricité du Danemark (38,9 TWh) en 1999
(source : AIE-OCDE)



Parallèlement au développement de sa production d'hydrocarbures, le Danemark se fixe un objectif très ambitieux : développer la contribution des énergies renouvelables à hauteur de celle du gaz ou du pétrole.

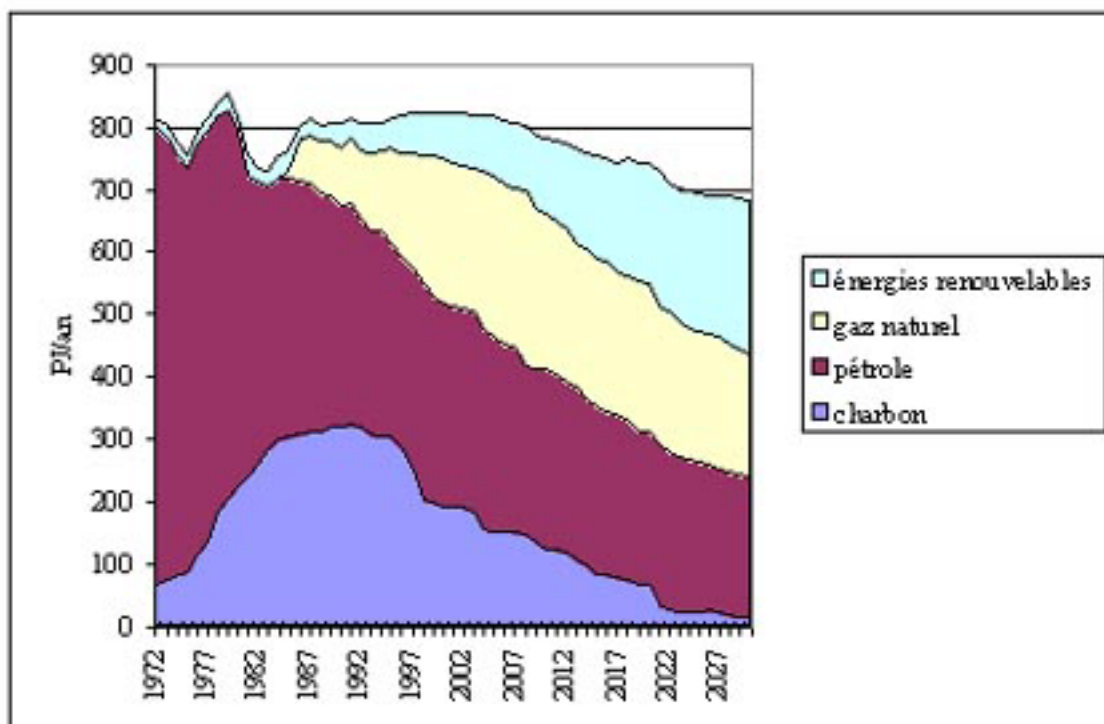
Deux plans énergétiques majeurs orchestrent ces évolutions, le plan de 1990 et celui de 1996, intitulé « *Énergie 21* », par référence au siècle à venir et à l'Agenda 21 de Rio.

Le Danemark démontre ainsi l'exemple du fait qu'une politique énergétique volontariste est encore possible au XXI^{ème} siècle, même dans le cadre d'une ouverture des marchés.

2.1.2. Le rôle majeur assigné aux énergies renouvelables

Selon le plan d'action « *Énergie 21* », l'approvisionnement en énergie primaire du Danemark devra reposer pour un tiers sur le pétrole, un tiers pour le gaz naturel et un tiers pour les énergies renouvelables, au terme d'une évolution retracée dans le graphique ci-après.

Tableau 11 : Consommations brutes d'énergie primaire selon le plan « *Énergie 21* » du Danemark, par type de source d'énergie
(source : ministère danois de l'environnement et de l'énergie)



L'objectif est en réalité double : d'une part diminuer la consommation totale d'énergie primaire de 19,8 à 16,3 Mtep, soit une diminution de 17,7 % entre 1998 et 2030, et, d'autre part, éliminer quasiment en totalité la consommation de charbon au profit des énergies renouvelables (voir tableau ci-après).

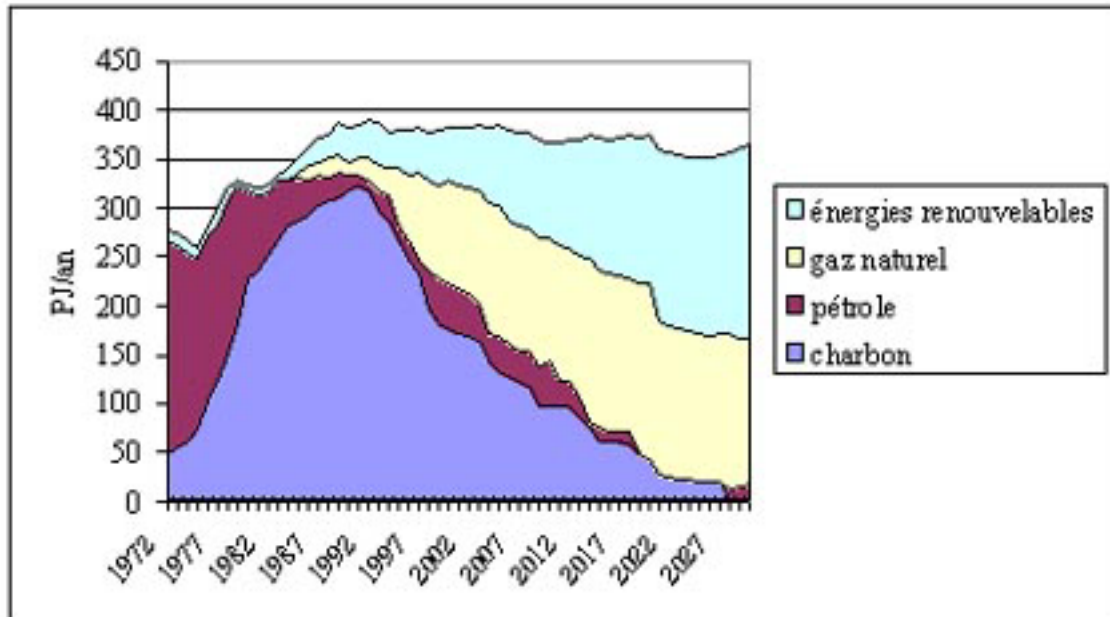
Tableau 12 : Consommation d'énergie primaire au Danemark – résultats 1998 et objectifs 2030
(source : Ministère danois de l'environnement et de l'énergie)

	1998		2030	
	Mtep	%	Mtep	%
charbon	4,1	20,5	0,4	2,7
pétrole	9,1	45,8	5,4	33,3
gaz naturel	4,8	24,1	4,8	29,3
énergies renouvelables	1,9	9,6	5,6	34,7
total	19,8	100,0	16,3	100,0

S'agissant de la production électrique, les énergies renouvelables fourniront 50 % de l'électricité consommée au Danemark en 2030⁴. Le restant sera fourni par les centrales à gaz (voir figure suivante).

⁴ L'électricité consommée au Danemark a représenté 34,4 TWh en 1998 (source : OCDE).

Tableau 13 : Évolution visée par le plan d'action « *Énergie 21* » pour les sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité et le chauffage urbain (source : Ministère danois de l'environnement et de l'énergie)



Une spécificité du Danemark doit être soulignée à cet égard, l'importance des réseaux de chaleur.

Le gaz est en conséquence une solution performante dans le cadre de systèmes de cogénération.

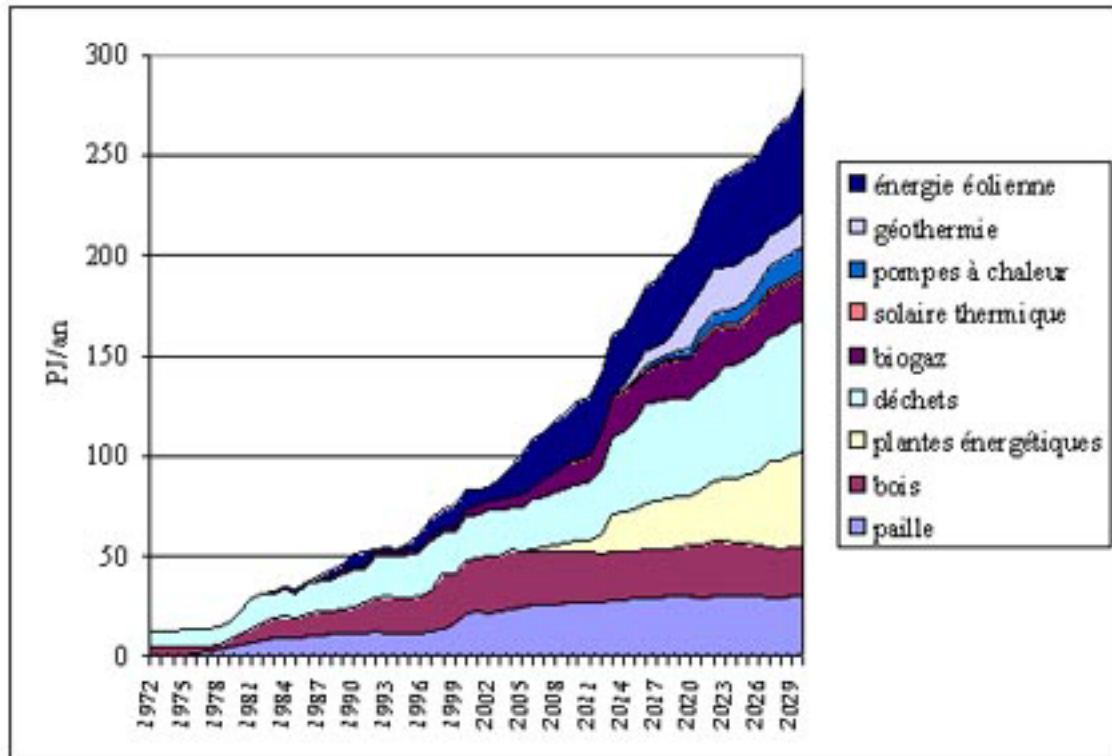
Il faut noter, par ailleurs, que le Danemark utilise à plein les possibilités offertes par le grand marché de l'électricité du Nord de l'Europe. La Norvège assure de fait une fonction de stockage de l'électricité, étant donnée l'importance de son hydroélectricité⁵.

2.1.3. La mobilisation de l'ensemble des énergies renouvelables

L'objectif de la politique énergétique danoise est de mobiliser la panoplie complète des énergies renouvelables, à l'exception du solaire thermodynamique et du solaire photovoltaïque (voir figure ci-après).

⁵ L'hydroélectricité a représenté 39,5 % de la consommation d'énergie primaire en 1998 en Norvège (source : OCDE).

Tableau 14 : Les objectifs de contribution de chacune des énergies renouvelables à l’approvisionnement du Danemark, selon le plan « *Énergie 21* » (source : Ministère danois de l’environnement et de l’énergie)



A l’horizon 2030, l’éolien devrait certes occuper la première place, avec 26 % du total de la contribution des renouvelables. Mais les cultures énergétiques, la paille et le bois devraient totaliser 44 % (voir tableau ci-après).

Tableau 15 : Les objectifs à 2030 d’approvisionnement en énergie à partir des différentes sources renouvelables

objectifs 2030	TWh	%
paille	9	13,5
bois	8	11,5
cultures énergétiques	13	19,2
déchets	6	8,7
biogaz	5	8,2
pompes à chaleur	1	1,4
bioclimatique	4	5,8
géothermie	4	5,8
éolien	17	26,0
total	66	100,0

Parallèlement au redéploiement de ses sources d’énergie primaire, le Danemark entend réduire sa consommation totale d’énergie, grâce à des programmes d’économies d’énergie ambitieux, où l’architecture bioclimatique joue un rôle important.

2.1.4. La biomasse, un apport décisif à l'avenir

Les Danois sont nombreux à décrier les mécanismes de l'Union européenne, leur obscurité et leur insuffisante proximité avec les citoyens⁶. Dans le domaine agricole, bien que ses exploitants aient tiré de larges bénéfices de la politique agricole commune, l'insuffisante mise en valeur des ressources européennes, avec notamment la mise en jachère et les excédents de production, apparaissent comme injustifiables, compte tenu de l'apport possible des cultures industrielles à l'approvisionnement énergétique.

Le Danemark est en pointe dans le domaine des technologies de culture et d'utilisation énergétique de la biomasse. Plusieurs types de cultures figurent dans les objectifs du plan « *Énergie 21* ». La paille, le bois à forte vitesse de croissance, l'herbe à éléphant ou miscanthus doivent apporter chacune une contribution significative.

Au total la biomasse devrait représenter environ 2,2 millions de tep en 2030.

2.1.5. L'éolien, l'âme et l'arme du Danemark

Le Danemark comptait 30 000 moulins à vent au XVIII^{ème} siècle. En 2000, la capacité installée en éoliennes représente plus de 2000 MW. L'objectif est d'atteindre 4000 MW en 2030 et 5000 MW en 2050 où les éoliennes devraient fournir la moitié du courant électrique consommé.

L'importance donnée à l'éolien au Danemark est autorisée par un régime des vents extrêmement favorable sur l'ensemble de son territoire, mais en particulier sur les côtes Ouest et Nord-Ouest du Jutland. Il s'agit des emplacements les meilleurs en Europe, avec l'Écosse, les côtes de la Manche et de la Bretagne, l'Aude et la vallée du Rhône.

L'industrie danoise des éoliennes, très puissante, est la première du monde. Cette industrie s'est développée à partir des constructions mécaniques pour l'agriculture. De nombreuses exploitations agricoles se sont dotées d'éoliennes au début des années 1970. Lorsque Jerry BROWN fut élu gouverneur de Californie au début des années 1980, l'industrie danoise était la seule au monde à disposer de références permettant de répondre à l'essor des énergies renouvelables voulu par le nouveau gouverneur. Les succès remportés aux États-Unis lui ont ensuite permis d'augmenter son avance sur les autres pays.

En 2001, l'industrie danoise des éoliennes détient 50 à 60 % du marché mondial cumulé. Vestas, le leader mondial, produit la totalité des composants utilisés dans la fabrication des éoliennes. Les autres grands industriels que sont Nordex, Neg Micon, Bonus, sont des assembleurs. La stratégie de l'industrie danoise a été de capitaliser sur une technologie particulière et de progresser pas à pas dans cette technologie. Il s'agit de la technologie des aérogénérateurs à multiplicateur, différente de celle d'autres entreprises comme Enercon en Allemagne ou Jeumont Industrie en France qui ont choisi la technologie des aérogénérateurs sans multiplicateur.

⁶ Par référendum, le Danemark a repoussé en septembre 2000 l'adhésion à l'euro.

Compte tenu de l'essor d'autres fabricants dans le monde, l'industrie danoise a pour principal objectif de conserver ses parts de marché.

En tout état de cause, les coûts de production affichés pour les machines les plus modernes sont étonnement bas, en particulier pour l'offshore (voir tableau ci-après).

Tableau 16 : Coût de production et marge bénéficiaire du kWh éolien au Danemark
(source : Ministère danois de l'environnement et de l'énergie)

2000	couronnes danoises	FF
coût de production du kWh éolien on shore	0,37	0,33
coût de production du kWh éolien offshore	0,33	0,29
coût de maintenance de l'éolien on shore par kWh	0,06	0,05

L'avenir de l'éolien pour les fabricants danois se présente dans deux directions : d'une part l'augmentation de puissance des machines et d'autre part l'off shore.

La course à la puissance est loin d'être terminée. En 1980, le maximum de puissance était de 26 kW, le rotor ayant un diamètre de 10,5 m. En 2001, les machines courantes ont une puissance de 1 MW, les rotors ayant un diamètre moyen de 55 mètres et un pylône de 70 à 80 mètres de hauteur⁷. Des recherches sont actuellement conduites pour atteindre des puissances de 8 à 12 MW, la hauteur des pylônes dépassant alors les 200 mètres.

L'éolien offshore est clairement présenté au Danemark comme plus rentable que l'éolien à terre, en raison d'une force et d'une régularité des vents très supérieures. L'off shore est la nouvelle frontière des fabricants d'éoliennes. En 2001, le Danemark possède 8 sites offshore. Dès 2002, la capacité installée au large des côtes du Jutland devrait atteindre 150 MW.

2.2. La population à l'origine des choix énergétiques et d'accord avec des mesures contraignantes

Le Danemark est fier de ses pratiques profondément démocratiques. Un consensus national sans faille existe sur sa politique énergétique. Cette dernière, très ambitieuse, est une pièce fondamentale du développement durable choisi par le pays et se traduit par des mesures volontaristes et contraignantes.

Selon le protocole de Kyoto, le Danemark doit réaliser entre 2008 et 2012 une diminution de 21 % de ses émissions de CO₂, par rapport à ses niveaux de 1990. Le plan d'action « *Énergie 21* » vise un objectif plus ambitieux : atteindre une réduction de 20 % dès 2005 et de 50 % en 2030.

La diminution du rôle du charbon au profit de celui du gaz aura à cet égard un impact important. Mais les énergies renouvelables y contribueront également avec un objectif de 12-14 % de l'approvisionnement en énergie primaire en 2005 et une part de 35 % en 2030.

⁷ Les 8 éoliennes implantées au large de la côte de Copenhague ont une puissance unitaire de 2 MW et un rotor de 76 m de diamètre.

2.2.1. L'éolien, une initiative populaire et rurale, aujourd'hui relayée par de grandes entreprises

Au Danemark, les éoliennes sont, en très grande majorité, la propriété de personnes privées, en majorité des agriculteurs, et de coopératives. En 2000, 85 % des machines appartenaient à ces derniers. Les autres 15 % appartenaient aux compagnies de production ou de distribution d'électricité.

L'énergie éolienne a, en effet, représenté à ses débuts un revenu complémentaire pour les exploitants agricoles. L'initiative locale a entraîné pendant longtemps une excellente acceptation de ces machines par la population. Il a fallu un suréquipement des côtes du Jutland pour faire apparaître les premières oppositions.

Le prix atteint par les machines modernes, environ 6,5 millions de francs par MW pour les machines de 1 à 2 MW, modifie aujourd'hui l'origine et la structure des initiatives. Aux compagnies du secteur de l'énergie, se joignent désormais des fonds de pension. Les perspectives d'avenir ne sont pourtant pas moins favorables. Il reste en effet la possibilité de remplacer les anciennes petites machines par les machines puissantes actuelles. De surcroît, l'offshore offre des perspectives immenses.

En effet, le Danemark dispose aussi de conditions particulièrement favorables pour l'éolien offshore. La presque île du Jutland et les îles danoises sont en effet entourées d'un plateau continental de faible profondeur, où il est possible de trouver, dans la plupart des cas, des sites à moins de 10 mètres de fond.

L'industrie danoise affirme que les problèmes de stabilité au vent et de corrosion sont maîtrisés, grâce à l'expérience accumulée pour les plates-formes pétrolières. En conséquence, des rendements plus élevés qu'à terre pourront être fournis par les éoliennes offshore en raison de meilleures conditions de vent et de l'absence de turbulences générées sur terre par les reliefs.

2.2.2. Une recherche focalisée sur la valorisation des atouts nationaux

La création au Danemark d'un ministère de plein exercice chargé de la recherche date de 1992. Afin d'utiliser au mieux les moyens nécessairement limités de ce pays de 5,3 millions d'habitants, de 43 000 km² et dont le PNB est 9,3 fois inférieur à celui de la France, une stratégie de recherche concentrée sur quelques secteurs a été arrêtée.

La recherche doit être appliquée, de haute qualité et en phase avec les besoins de l'industrie. L'objectif est aujourd'hui de faire passer la dépense nationale de recherche et développement de 2 % du PNB, niveau actuel, à 3 % dans les dix années à venir. Les dépenses de R & D sont financées à 37 % sur fonds publics et à 63 % sur fonds privés. Les dépenses de R & D sur l'énergie ont, en 2000, représenté 0,28 % du PNB, soit le même taux qu'aux États-Unis, contre 0,48 % en France et 0,88 % au Japon.

La recherche sur les technologies de l'énergie figure au premier rang des priorités retenues par le Danemark, avec les biotechnologies et les sciences et technologies de l'information et de la communication.

Les dépenses de recherche publiques et privées pour la seule énergie éolienne atteignent le total de près de 300 millions de francs en 2000, salaires inclus. Les efforts sont multiples et portent en particulier sur l'aérodynamique, l'électronique de puissance ou la sélection des sites bénéficiant des conditions de vent optimales.

2.2.3. Des aides substantielles et une fiscalité rigoureuse mais bien acceptée

La pièce maîtresse de la politique énergétique danoise est la fiscalité. Comme en France, les taxes sur l'essence représentent un montant considérable du prix de vente, plus de 80 %. Le prix de l'électricité est trois fois plus élevé qu'en France, en raison de taxes massives. Ces recettes fiscales sont utilisées pour orienter la production en fonction des objectifs stratégiques du pays dans le domaine de l'énergie.

Le soutien à l'éolien a débuté au Danemark par des subventions à l'investissement, de l'ordre de 30 %. Ce système a été interrompu en 1989, dans la mesure où il encourageait la construction de machines et non pas la production d'électricité. Aujourd'hui c'est l'obligation d'achat qui est la pièce maîtresse du développement de l'éolien (voir encadré ci-dessous).

Les mesures d'aide au développement des énergies renouvelables au Danemark⁸	
1.	Taxe sur la consommation d'électricité de 1,70 couronne / kWh
2.	Subventions à l'investissement éolien jusqu'en 1989
3.	Prix de rachat de l'électricité de 0,33 couronne / kWh
4.	Priorité d'accès au réseau accordée aux exploitants d'éoliennes, l'extension éventuellement nécessaire du réseau étant à la charge des distributeurs d'électricité
5.	Reversement partiel du produit de la taxe sur l'électricité aux exploitants d'éoliennes
6.	Certificats verts et marché des certificats verts
7.	Subventions à la R&D sur les énergies renouvelables depuis 1981

Ainsi, l'électricité éolienne bénéficie d'une garantie d'achat de 0,33 couronne danoise par kWh, ceci quels que soient l'origine et le volume de production. Par ailleurs, une partie des taxes sur l'électricité est reversée aux producteurs, soit 0,27 couronne danoise par kWh.

La recette unitaire pour les exploitants d'éoliennes atteint donc 53 cF / kWh, le coût de production moyen du kWh éolien au Danemark étant de 29-33 cF / kWh.

Tableau 17 : Coût de production et marge bénéficiaire du kWh éolien au Danemark

2000	couronnes danoises	FF
<i>coût de production du kWh éolien on shore</i>	<i>0,37</i>	<i>0,33</i>
<i>coût de production du kWh éolien offshore</i>	<i>0,33</i>	<i>0,29</i>
prix de vente du kWh au consommateur	1,50	1,32
prix d'achat du kWh au propriétaire d'éolienne	0,33	0,29
taxe reversée au propriétaire d'éolienne	0,27	0,24
<i>recette par kWh du propriétaire d'éolienne</i>	<i>0,60</i>	<i>0,53</i>

Le niveau actuel du prix de rachat garantit la rentabilité de l'exploitation pour des machines de 600 kW fonctionnant 2000 heures à pleine puissance, ce qui est le cas de la majorité des éoliennes actuellement en fonctionnement. Un système de financement

⁸ 1 couronne danoise = 0,89 FF.

préférentiel des investissements est également mis en place sur 10 ans, le remboursement s'étalant sur 8 ans, pour une durée de vie des installations de 20 ans environ.

Le Ministère de la recherche danois évalue à 5 % de la facture énergétique globale, le coût de l'ensemble des aides au développement des énergies renouvelables.

3. Le Royaume Uni pour le développement des renouvelables sous le contrôle du marché

La question des énergies renouvelables n'est pas polémique au Royaume Uni. Tant le Gouvernement que l'industrie et les particuliers envisagent le développement de celles-ci avec leur pragmatisme coutumier. Les énergies renouvelables peuvent sur le papier résoudre en partie l'équation énergétique des prochaines décennies. Il convient en conséquence de favoriser leur essor, mais ceci à moindre coût. Et au final c'est le marché qui tranchera.

3.1. Les énergies renouvelables, une piste prise au sérieux pour compenser le déclin prévisible du nucléaire et du gaz

Les questions énergétiques connaissent une nouvelle actualité au Royaume Uni, depuis la nouvelle victoire du New Labour de M. Tony BLAIR aux dernières élections législatives de 2001.

C'est en effet tout l'approvisionnement en énergie du Royaume Uni qui va devoir être remodelé dans les prochaines décennies. A ce titre mais aussi pour lutter contre le changement climatique et répondre aux objectifs européens, les énergies renouvelables sont prises au sérieux au Royaume Uni, sans excès d'enthousiasme mais avec un pragmatisme actif, sinon dynamique.

3.1.1. La modification complète à venir du paysage énergétique britannique

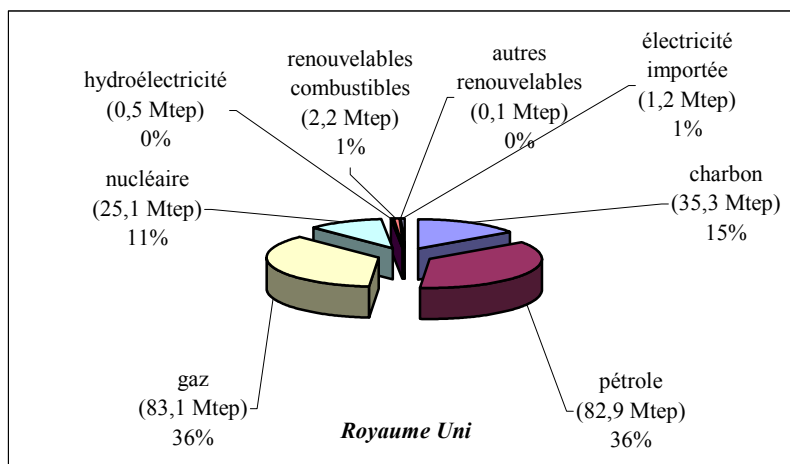
S'ajoutant à ses gisements de charbon produisant encore près de 20 millions de tonnes, le Royaume Uni bénéficie depuis plus de trente ans, de ressources exceptionnelles en pétrole et surtout en gaz tirées des gisements offshore de la mer du Nord (voir tableau ci-après).

Tableau 18 : Production énergétique du Royaume Uni en 1999
(source : AIE-OCDE)

1999 / Mtep	charbon	pétrole	gaz naturel
production	22,3	143,0	89,1

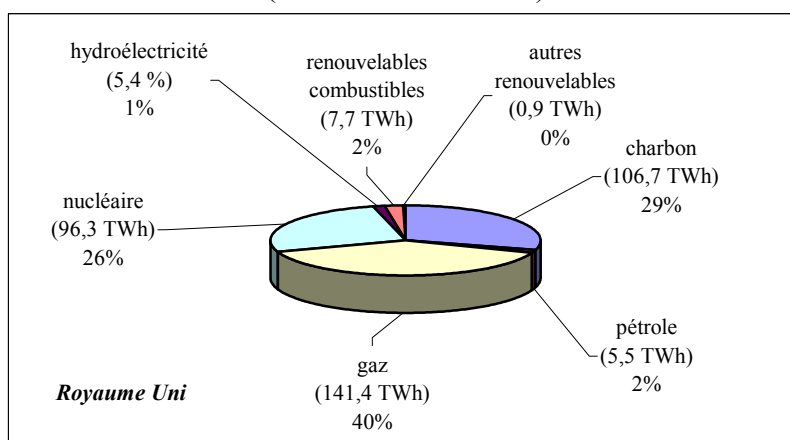
L'approvisionnement du Royaume Uni en énergie primaire est en conséquence diversifié, les énergies renouvelables ne représentant ensemble qu'environ 1 % (voir graphique ci-après).

Tableau 19 : Approvisionnement du Royaume Uni en énergie primaire en 1999
(source : AIE-OCDE)



Sur le plan de la production d'électricité, le Royaume Uni présente une caractéristique principale, celle de faire jouer un rôle essentiel au gaz naturel, qui est à la source de 40 % de l'électricité produite, complété par la contribution importante du charbon (29 % du total).

Tableau 20 : Répartition par filière de la production d'électricité (363,4 TWh) du Royaume Uni en 1999
(source : AIE-OCDE)



Au total, l'indépendance énergétique du Royaume Uni est réelle, au contraire de la France ou de l'Allemagne Mais cette indépendance devrait fortement décroître dans les décennies à venir (voir tableau ci-après).

Mais à moins de pouvoir disposer de techniques encore plus efficaces de valorisation, les gisements de la mer du Nord devraient voir leur production diminuer voire cesser dans les vingt prochaines années. De nouvelles ressources ont certes été identifiées au nord-ouest de l'Écosse mais leur mise en production, toujours plus complexe à grande profondeur, ne devrait pas intervenir avant trente à cinquante années.

Tableau 21 : Évolution et prévision de l'indépendance énergétique
(source : Commission européenne)

%	1990	2000	2010 (prévisions)
Royaume Uni	96,7	120,6	99,8
France	48,1	49,9	46,8
Allemagne	52,6	39,1	36,6
Danemark	54,4	120,9	68,5

Par ailleurs, le nucléaire, qui produit près de 30 % de l'électricité britannique arrive lui aussi en phase terminale. Les réacteurs de première génération, de type MAGNOX, datent des années 1960. Les réacteurs de deuxième génération, de type AGR Advanced Gaz Cooled Reactors, ont été mis en service dans les années 1970. Il existe bien un troisième type de réacteurs, de type PWR, mais le Royaume Uni n'en compte qu'un exemplaire situé à Sizewell. En conséquence, il est prévu que la part de l'électricité nucléaire devrait diminuer pour n'atteindre que 5 % du total vers 2015.

Le rachat de Westinghouse par BNFL, entreprise publique britannique, pourrait laisser penser que les technologies nucléaires PWR les plus courantes dans le monde pourraient être relancées dans les années à venir sur le sol britannique. En réalité, l'opinion dominante au Royaume Uni est qu'avant tout projet de construction de nouveaux réacteurs, il est indispensable de régler la question des déchets. Or le Gouvernement BLAIR a ignoré cette question de 1997 à 2001. Nul ne peut prévoir comment l'opinion publique y réagira lorsqu'elle sera réellement traitée par le Gouvernement.

Dans ces conditions, le Gouvernement a lancé la préparation d'un rapport sur l'énergie au niveau le plus élevé, celui du Cabinet Office. Le comité de pilotage de ce groupe est présidé par le ministre en charge de l'énergie. Le rapport sera publié fin 2001.

En tout état de cause, les énergies renouvelables ne fournissaient en 2000 que 2,8 % de l'électricité produite au Royaume Uni.

Leur développement est considéré avec sérieux pour plusieurs raisons convergentes.

Alors que les tensions sur les prix de l'énergie sont de plus en plus fréquentes et importantes, l'énergie ne peut plus, aux yeux de l'opinion et des pouvoirs publics, être considérée comme un sujet accessoire, d'autant plus que l'indépendance énergétique britannique susceptible de décroître dans les prochaines années pourrait être maintenue par les énergies renouvelables.

Par ailleurs, ces énergies permettraient au Royaume Uni de remplir ses engagements de Kyoto et d'atteindre les objectifs de la directive européenne sur la production d'électricité renouvelable. A cet égard, les émissions britanniques de CO₂ étaient, en 1996, 1,65 fois supérieures à celles de la France (voir tableau ci-après).

Tableau 22 : Émissions de CO2 par unité d'énergie produite
(source : CEA)

1996	t CO2 / tep
Royaume Uni	2,48
France	1,51
Allemagne	2,59
Danemark	3,16

En outre, le secteur des énergies renouvelables constitue un secteur de haute technologie dont les perspectives d'exportation sont brillantes.

En conséquence, les énergies renouvelables sont considérées comme potentiellement importantes pour l'avenir énergétique du pays.

3.1.2. Une contribution importante attendue de l'éolien offshore et de la biomasse pour la production d'électricité

Le Royaume Uni assigne clairement un objectif prioritaire aux énergies renouvelables, à savoir la production d'électricité.

Le solaire photovoltaïque fait l'objet d'un plan d'équipement de 7 000 toits, à comparer au plan de 100 000 toits de l'Allemagne. Certes des opérations de démonstration sont réalisées par British Airways ou British Airports, ainsi que par BP pour ses stations services au-delà de ses activités de production de modules photovoltaïques. Mais le solaire photovoltaïque n'est pas considéré comme prioritaire à court-moyen terme. Il en est de même pour le solaire thermique, bien que l'industrie britannique comprenne de nombreux fabricants de capteurs ou de chauffe-eau solaires.

La cogénération (CHP – Combined Heat & Power) est considérée comme une énergie renouvelable, pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 50 MW. L'objectif est d'atteindre 10 GW installés en 2010. Mais ses perspectives dans le domaine de l'habitat semblent, pour le moment, réduites au logement social.

L'énergie tirée de la combustion des déchets est également considérée comme faisant partie des énergies renouvelables.

L'hydroélectricité, importante en Écosse, est à la source de la quasi-totalité de l'électricité renouvelable aujourd'hui produite. La modernisation des installations est prévue, afin d'augmenter leur productivité.

Les énergies marémotrice ou houlomotrice sont considérées pour le long terme, des programmes de développement étant mis en chantier avant tout pour ne pas passer à côté d'éventuelles techniques d'avenir.

En réalité, pour le Gouvernement britannique, ce sont essentiellement l'éolien, principalement offshore, et la biomasse qui devraient fournir une contribution significative à l'approvisionnement en électricité au Royaume Uni. Or les objectifs fixés sont ambitieux, puisque les énergies renouvelables devraient voir leur part tripler dans les dix prochaines années (voir tableau suivant).

Tableau 23 : Les objectifs fixés aux énergies renouvelables au Royaume Uni

%	2000	2003	2010
part des énergies renouvelables dans la production électrique	2,8 %	5 %	10 %

L'éolien se voit assigner des objectifs ambitieux. L'ensemble de l'Écosse et la majorité des côtes du Pays de Galles et de l'Angleterre constituent des sites de grande qualité, avec des régimes de vents très favorables. Pour autant, le développement de l'éolien à terre semble se heurter à des obstacles non négligeables, comme les réserves des riverains, la législation rigoureuse des parcs nationaux, voire les réticences de la Royal Air Force soucieuse de l'efficacité de ses radars.

Au contraire, l'offshore bénéficie des anticipations les plus favorables. Dix huit sites répartis sur toutes les côtes ont récemment été autorisés par le « *Crown Estate* » propriétaire du domaine maritime qui vient au demeurant de simplifier ses procédures d'autorisation. La puissance moyenne installée sur chacun de ces sites serait de 25 MW.

La biomasse constitue la deuxième priorité du Royaume Uni. Le bilan des plantes énergétiques « *energy crops* » est considéré comme positif, délivrant plus d'énergie qu'il n'en est consommée pour les cultiver et les récolter, à condition de réduire à zéro l'utilisation des engrais. Le bois à croissance rapide « *high rotation forestry* » est également considéré comme une piste intéressante. En vérité, la biomasse constitue une piste capitale pour le Royaume Uni dans la mesure où le Gouvernement entend aider l'agriculture britannique, sinistrée par les crises de l'ESB et de la fièvre aphteuse.

Tels sont les deux axes qui semblent les plus probables pour le développement des énergies renouvelables au Royaume Uni.

Deux remarques essentielles doivent toutefois être faites.

En premier lieu, l'accent est clairement mis sur la production d'électricité. En deuxième lieu, le Gouvernement attend du marché qu'il confirme ou qu'il infirme l'intérêt des deux filières qui semblent actuellement les plus prometteuses ou qu'il en fasse émerger d'autres.

3.2. A côté des subventions à la R&D pour le long terme, la prééminence des mécanismes de marché

Le Gouvernement britannique, qui arrêtera sa stratégie énergétique détaillée avant la fin de l'année 2001, agit toutefois en faveur des énergies renouvelables depuis le début des années 1990. Divers types d'aide à la recherche sont d'ores et déjà en vigueur. Mais le trait distinctif du Royaume Uni dans le domaine des énergies renouvelables est que son action se développe dans un cadre particulier, celui de la dérégulation du marché de l'électricité, et sous le contrôle du marché.

3.2.1. Un soutien à long terme pour la recherche et les projets pilotes

Les pouvoirs publics accordent un soutien important à la R&D sur les énergies renouvelables. Ce soutien, qui est accordé par l'intermédiaire du « *Research Council* » relatif

à l'énergie⁹, a atteint un niveau de 18 millions £ en 2000. La recherche est effectuée principalement par les laboratoires universitaires. Une attention particulière est donnée à la recherche sur les technologies de stockage, notamment au dispositif de stockage électrochimique développé par la société INNOGY qui peut atteindre des puissances de 10 à 15 MW.

D'autres formes de soutien sont prévues dans les trois prochaines années. Des fonds publics seront investis en capital à hauteur de 30 millions £ dans l'éolien offshore. Un autre fonds en capital de 60 millions £ permettra la participation à des projets de biomasse ou d'éolien. Par ailleurs, différentes subventions à la recherche technologique seront versées à hauteur de 100 millions £.

Au total, le financement assuré par les pouvoirs publics pour le développement des énergies renouvelables devrait atteindre 250 millions £, soit 2,75 milliards F dans les trois prochaines années.

Ces différentes actions sont, somme toute, relativement novatrices, notamment les prises de participation publiques dans des projets innovants. Mais l'originalité essentielle de la politique britannique, c'est de se placer dans le cadre d'un marché dérégulé, dont le fonctionnement doit toutefois être infléchi, ce qui oblige à mettre en place des mécanismes spécifiques.

3.2.2. L'expérience de la taxe relative au changement climatique

Dès le début des années 1990, le Royaume Uni s'est signalé par la mise en place d'une taxe relative au changement climatique et portant sur l'électricité à usage industriel.

Les distributeurs d'électricité se sont vus taxés à hauteur de 0,43 pence / kWh¹⁰ à raison de leurs ventes d'électricité produite avec des combustibles fossiles ou fissiles (nucléaire). Ainsi a été introduite une obligation de produire de l'électricité avec des combustibles non fossiles « *Non Fossil Fuel Obligation (NFFO)* ».

Le mécanisme est le suivant : les producteurs d'électricité renouvelable reçoivent des certificats de production qu'ils peuvent vendre aux distributeurs. Les certificats NFFO permettent aux distributeurs de se libérer partiellement de la taxe sur l'électricité vendue. Un marché de certificats NFFO s'établit ainsi. Ce marché n'est pas régulé.

L'ensemble du mécanisme des certificats NFFO et de la collecte de la taxe est placé sous la responsabilité de l'Office de régulation britannique OFGEM.

Ce mécanisme a été créé en vue de financer la recherche sur l'énergie du futur. Au départ, les fonds ont bénéficié au nucléaire mais une réorientation s'est rapidement opérée en faveur des énergies renouvelables.

Le montant total du mécanisme des certificats NFFO atteint 150 millions £ par an.

⁹ « *Engineering & Physical Science Research Council* ».

¹⁰ environ 5 cF / kWh.

3.2.3. Le prochain lancement des certificats ROCs

Un mécanisme supplémentaire, en cours de finalisation, sera lancé dans les prochains mois. Il s'agit des « *Renewable Obligation Certificates (ROCs)* ».

Une obligation générale sera fixée aux distributeurs d'électricité pour l'ensemble de leurs ventes aux particuliers et aux industriels. 10 % de leurs ventes d'électricité devront provenir de sources d'énergies renouvelables. En cas de ventes insuffisantes, ils devront acquitter une taxe sur le volume manquant¹¹.

Lors de leurs achats d'électricité verte aux producteurs, les distributeurs se verront remettre des certificats ROCs. Ces certificats serviront aux distributeurs à justifier de leurs obligations auprès du régulateur. Leurs éventuels excédents pourront être échangés sur un nouveau marché.

Le coût de ce mécanisme est estimé à 600 millions £ par an. Son impact sur la facture d'électricité devrait s'élever à 3-4 %¹².

En tout état de cause, hormis la publication d'une liste de moyens de production d'électricité dite renouvelable, c'est au marché que reviendra la sélection des filières d'avenir. Le Gouvernement n'entend pas préjuger les orientations d'avenir. L'office de régulation, OFGEM, aura, comme pour le mécanisme NFFO, la responsabilité d'organiser le marché

Le fonctionnement du marché de l'électricité rencontrera toutefois une difficulté. Les énergies renouvelables sont par essence intermittentes, d'où la nécessité que d'autres filières compensent les aléas de production de ces dernières. Le surcoût correspondant devra donc être pris en charge. Par ailleurs, si l'éolien offshore prédomine, les réseaux électriques devront être améliorés et complétés, la liaison entre le réseau écossais et le réseau anglais devant notamment être renforcée. Certains experts doutent que le mécanisme NETA suffise à régler ces questions.

En définitive, le Royaume Uni accorde en définitive beaucoup plus qu'un intérêt poli au développement des énergies renouvelables. Le plan stratégique gouvernemental dans le domaine de l'énergie qui sera dévoilé fin 2001 consacrera sans doute le rôle important qui leur est déjà dévolu.

Il sera intéressant à cet égard de voir si l'électronucléaire en est parallèlement remis à l'ordre du jour.

D'ores et déjà, le Royaume Uni constitue un exemple particulièrement intéressant d'utilisation des mécanismes de marché et de certificats verts pour promouvoir les énergies renouvelables.

¹¹ environ 35 cF / kWh.

¹² Au Royaume Uni, le prix de gros de l'électricité pour l'industrie est de 2 pence / kWh. Le prix de détail pour les particuliers est de 7-9 pence / kWh.

4. L'Union européenne malheureusement focalisée pour le moment sur l'électricité verte

Alors que, pendant longtemps, aucun objectif précis n'était assigné aux énergies renouvelables, la formulation d'objectifs quantitatifs est aujourd'hui une obligation dans l'Union européenne.

Le Livre blanc sur les énergies renouvelables a proposé l'obligation de faire passer la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire brute de l'Union européenne, qui est de 6 % actuellement à 12 % en 2010, à conventions constantes (voir tableau ci-après).

Tableau 24 : Les textes de l'Union européenne sur l'énergie

énergie	électricité et gaz	électricité renouvelable
<ul style="list-style-type: none"> • 1996 : Livre Blanc intitulé « <i>Une politique énergétique pour l'Union européenne</i> » • Programme-cadre pluriannuel pour des actions dans le secteur de l'énergie (1998-2002) arrêté par la décision 1999/21/CE [JO L7 du 13.1.1999, p.6] 		
<ul style="list-style-type: none"> • 1996 : Livre Vert présenté par la Commission sur les sources d'énergie renouvelables intitulé « <i>Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables</i> » (COM/1996/0576) : débat • Résolution du Conseil du 27 juin 1997 sur les sources d'énergie renouvelables [397Y0711(01)] • 1997 : Livre Blanc – communication présentée par la Commission sur les « <i>Sources d'énergie renouvelables et l'efficacité énergétique : stratégie et plan d'action</i> » (COM(1997)0599) • Résolution du Conseil du 8 juin 1998 sur les sources d'énergie renouvelables [398Y0624(01)] • Communication de la Commission sur la mise en œuvre de la stratégie et du plan d'action communautaires en matière de sources d'énergie renouvelables (1998-2000) [COM(2001)69] 	<ul style="list-style-type: none"> • Directives 96/92/CE et 98/30/CE relatives aux « <i>règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel</i> » : <ul style="list-style-type: none"> - transposition réalisée en France pour la directive électricité, par la loi n° 2000-108 de développement et de modernisation du service public de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 du Parlement européen et du Conseil relative à la « <i>promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i> » [COM(2000)0279]: <ul style="list-style-type: none"> - communication de la Commission 10 mai 2000 - adoption par le Conseil industrie-énergie du 5 décembre 2000 - adoption avec amendements par le PE en 1^{ère} lecture 16 novembre 2000 - position commune du Conseil et du Parlement adoptée le 23 mars 2001 - approbation de la position commune par la Commission 30 mars 2001 - examen en 2^{ème} lecture par le PE le 5 juillet 2001 - publication de la directive le 27 septembre 2001 sous le numéro 2001/77/CE
<ul style="list-style-type: none"> • novembre 2000 : Livre Vert « <i>Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique</i> » (COM/2000/769) <ul style="list-style-type: none"> - examiné par le Conseil énergie du 14 mai 2001 - conclusions plus complètes à adopter en décembre 2001 	<ul style="list-style-type: none"> • Communication de la Commission sur « <i>l'achèvement du marché intérieur de l'énergie (en 2005) et deux propositions législatives</i> » [501PC0125(01)] : <ul style="list-style-type: none"> - examen par le Conseil énergie le 14 mai 2001 - reporté à une décision du Conseil européen au printemps 2002 - procédure de co-décision (majorité qualifiée au Conseil européen) 	

Il s'agit là d'un objectif général détaillé par la suite par le projet de directive dite SER sur l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables¹³. Ainsi la part d'électricité dite « *renouvelable* » consommée dans l'Union européenne devra passer de 14 %

¹³ Cette directive a fait l'objet d'un accord politique obtenu lors de la récente présidence française de l'Union européenne.

actuellement à 22 % en 2010. S'agissant de la France, la part actuelle qui est de 15 % - grâce à l'hydroélectrique essentiellement - devra passer à 21 %.

Tableau 25 : Les objectifs de l'UE dans le domaine des énergies renouvelables
(source : DGEMP)

		1999	2010
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie	Union européenne	6 %	12 %
Part de l'électricité « <i>renouvelable</i> » consommée dans la consommation totale d'électricité	Union européenne	14 %	22 %
	France	15 %	21 %

Si l'élément nouveau s'agissant des énergies renouvelables est l'introduction d'objectifs quantitatifs, la question est de savoir s'ils sont indicatifs ou contraignants. Cette question n'est pas totalement tranchée.

L'accord sur l'objectif quantitatif a été difficile à obtenir au Conseil européen énergie, lors de la discussion de la directive sur l'électricité « *renouvelable* ». Certains pays, comme le Danemark ou l'Allemagne, souhaitaient y attacher une contrainte, d'autres pays y étaient opposés. Au final, le Conseil a estimé qu'il s'agit d'un objectif indicatif, ce qui est la solution retenue dans la directive finalement adoptée.

Au demeurant, l'objectif lui-même n'est pas exempt d'imprécision : s'agit-il de consommations finales ou de productions d'énergie primaire ? En réalité, la seule façon de procéder est de mesurer les productions injectées sur le réseau. Les autoconsommations industrielles devraient être également comptées. En revanche les négawatts¹⁴ ne seraient pas comptés.

Au reste, des effets d'affichage sont recherchés par certains pays qui ne manqueraient pas d'exciper de difficultés pratiques, comme par exemple la définition d'une hydraulité normale, si la probabilité d'une option « *objectif contraignant* » s'accroissait notablement. De même, certains pays voudraient retirer du décompte de l'électricité « *renouvelable* » les kWh produits par incinération des ordures ménagères.

En tout état de cause, la Directive prévoit un examen en 2004 des progrès réalisés et la fixation éventuelle d'objectifs contraignants si la marche en avant n'est pas suffisante.

L'autre décision importante est l'inclusion dans le champ des énergies renouvelables de la fraction fermentescible des déchets ménagers.

En tout état de cause, la position de la France est, à juste titre (voir plus loin), de s'en tenir à un objectif indicatif, y compris après le bilan de 2004.

¹⁴ Négawatt.h : énergie dont la production est évitée.

IV.- En France, un intérêt mineur pour la production intérieure d'électricité mais majeur pour les transports, le résidentiel-tertiaire et l'exportation

1. Des besoins futurs en énergie difficilement contenus par la maîtrise de l'énergie

1.1. Les critères des choix de la politique énergétique française

La politique énergétique française a deux constantes dans le temps, qui visent à satisfaire deux critères fondamentaux : l'indépendance énergétique et le coût de l'énergie.

Ces deux critères semblent aujourd'hui tout aussi importants que par le passé, sinon plus, compte tenu des tensions internationales que nous connaissons aujourd'hui encore et de la volatilité de plus en plus forte des prix des matières premières énergétiques.

Mais il faut au préalable rappeler les bases de la situation énergétique, quant aux approvisionnements. C'est une question absolument fondamentale, même s'il se rajoute aujourd'hui la contrainte supplémentaire de la lutte contre l'effet de serre.

Tableau 26 : *Approvisionnement total en énergie primaire de la France*
(Total Primary Energy Supply)
(Source : AIE/OCDE)

France	1960	1973	1999
Approvisionnement total en énergie primaire (millions tep)	79,5 Mtep	176,5 Mtep	255 Mtep
<i>pétrole</i>		70,3 %	34,6 %
<i>charbon</i>		16,5 %	5,9 %
<i>gaz</i>		7,7 %	13,2 %
<i>hydroélectricité</i>		2,3 %	2,4 %
<i>nucléaire</i>		2,2 %	39,5 %
<i>autres (géothermie, solaire, éolien, renouvelables combustibles et déchets)</i>		1,0 %	4,4 %

Entre 1973 et 1999, la part des combustibles fossiles dans l'approvisionnement total en énergie primaire de la France est passée de 94,7 % à 53,7 % du total, alors même que le volume total de cet approvisionnement était multiplié par 1,4.

Au regard des critères d'indépendance et de coût, et en fonction de la structure de nos approvisionnements en énergie, comment assurer l'approvisionnement de la France en énergie dans les années qui viennent ?

1.2. Les scénarios d'augmentation de la consommation d'énergie primaire

Les difficultés d'un exercice de prévision sont évidemment considérables. C'est pourquoi le Commissariat général du Plan a préféré recourir à la méthode des scénarios dans

son rapport Énergie 2000-2010, scénarios qui établissent une fourchette de consommations d'énergie primaire en 2010 et 2020¹⁵.

Selon les politiques poursuivies, la consommation d'énergie primaire devrait varier entre 254 et 300 Mtep en 2010 (voir tableau suivant).

Tableau 27 : L'évolution de la consommation d'énergie primaire selon les scénarios d'évolution du Plan

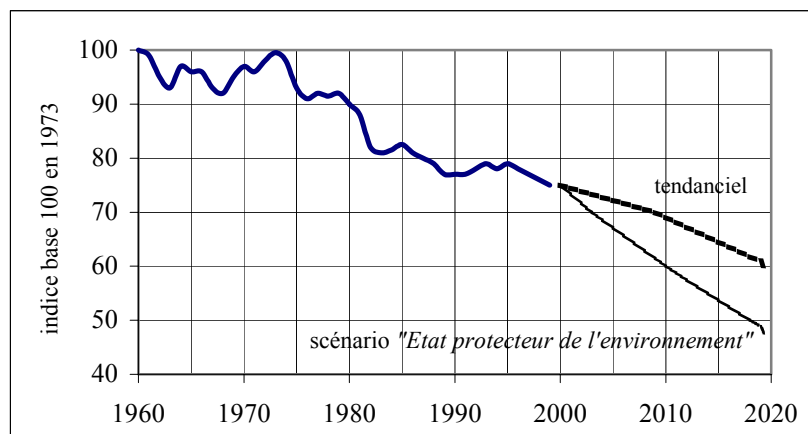
(source : Énergie 2010-2020, Commissariat général du Plan)

<i>consommation d'énergie primaire (Mtep)</i>	1997	2010	2020
Scénario : « Société de marché » (réduction de l'implication de l'État ; impact sur l'environnement jugé peu important)	240	300	318
Scénario « État Industriel » (l'État intervient pour consolider la place des industries françaises actives dans le domaine de l'énergie)		281	302
Scénario « État protecteur de l'environnement » (interventions de l'État centrées sur la maîtrise de l'énergie)		254	258

Dans cette évolution, le paramètre de l'intensité énergétique¹⁶ est évidemment capital.

L'intensité énergétique a baissé de 20 % environ entre 1973 et 1997. D'où l'importance des efforts de maîtrise de l'énergie, une politique poursuivie avec volonté par le Gouvernement et qui se traduit par une diminution de l'intensité énergétique d'environ 0,5 % par an (voir graphique suivant).

Tableau 28 : Évolution de l'intensité énergétique de l'économie française (source : Observatoire de l'énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'industrie)



Les principales hypothèses de cette évolution de l'intensité énergétique sont les suivantes¹⁷ :

- croissance économique : + 2,3 % par an
- croissance de la consommation d'énergie : +1,4 % par an
- croissance de la consommation d'énergie du secteur des transports : +1,9 % par an
- évolution tendancielle

¹⁵ Énergie 2010-2020, Les chemins d'une croissance sobre, Commissariat général du Plan, septembre 1998.

¹⁶ Intensité énergétique : rapport de la consommation d'énergie primaire corrigée du climat sur la PIB marchand en volume.

¹⁷ Énergie 2010-2020, Commissariat général du Plan.

- évolution selon le scénario S3 du Commissariat général du Plan, correspondant au programme national de lutte contre le changement climatique

De quel scénario élaboré en 1997-1998 la situation actuelle se rapproche-t-elle le plus ?

En 1997 la consommation d'énergie primaire était de 240 Mtep. Sa croissance a été de 1,7 % en 2000 par rapport à 1999. On se trouve en 2000 à des niveaux de 250 Mtep par an, soit une augmentation de 10 Mtep en 3 ans. Au même rythme, la consommation d'énergie primaire devrait se trouver entre 280 et 300 Mtep en 2010, soit entre le scénario « *État industriel* » et le scénario « *Société de marché* ».

Une deuxième remarque doit être faite : s'agissant de l'indépendance énergétique, il faut rappeler que la facture énergétique s'est élevée en 2000 à 155 milliards de francs contre 77 milliards en 1999.

Dans ces conditions quelles peuvent être les nouvelles offres des énergies renouvelables, en fonction du critère des apports en volume et d'un autre critère fondamental, celui du prix ?

L'exemple de la Guadeloupe est éclairant à cet égard.

2. Les enseignements de l'expérience guadeloupéenne à l'usage de la métropole ou la difficulté de faire croître rapidement la part des énergies renouvelables

En tant que région française la plus avancée pour le développement des énergies renouvelables, la Guadeloupe constitue un exemple extrêmement précieux pour juger de l'intérêt et des limites des énergies renouvelables pour l'approvisionnement en énergie d'un territoire.

A bien des égards, la Guadeloupe dispose en effet de ressources optimales : une gamme complète d'énergies renouvelables, des niveaux de ressources élevés en particulier pour la géothermie, la biomasse et l'ensoleillement, voire même pour l'hydraulique. En outre, la volonté politique et les moyens requis pour faire émerger ces énergies ne manquent pas.

Dans ces conditions particulièrement favorables quel bilan peut-on dresser du développement des énergies renouvelables en Guadeloupe ?

2.1. L'efficacité de l'action de l'État, en phase avec la volonté politique de la Région

La défiscalisation des investissements productifs dans les DOM, telle qu'introduite par la loi Pons et modifiée par la loi Paul, est sans aucun doute l'un des principaux moteurs du développement des énergies renouvelables en Guadeloupe.

Le financement des opérations relatives aux énergies renouvelables est en général quadripartite. Un constructeur ou un ensemblier apporte une partie des fonds investis, qui peut être nulle ou aller jusqu'au quart du total. Des investisseurs généralement regroupés par une

société d'ingénierie financière qui prend également une participation le cas échéant, font aussi un apport, généralement plus important. Des primes sur financements publics, nationaux ou européens, assurent la compétitivité et la rentabilité économiques de l'opération. Le solde, financé par emprunt, est généralement garanti par le constructeur et remboursé par les revenus tirés de l'exploitation des installations.

A titre d'exemple, la ferme éolienne de Marie Galante située à Morne Constant a nécessité un investissement de 38 millions de francs, dont 30 % ont été pris en charge par des investisseurs privés, à 25 % par le constructeur et fournisseur du site VERGNET et à 50 % par emprunt garanti par cette dernière société.

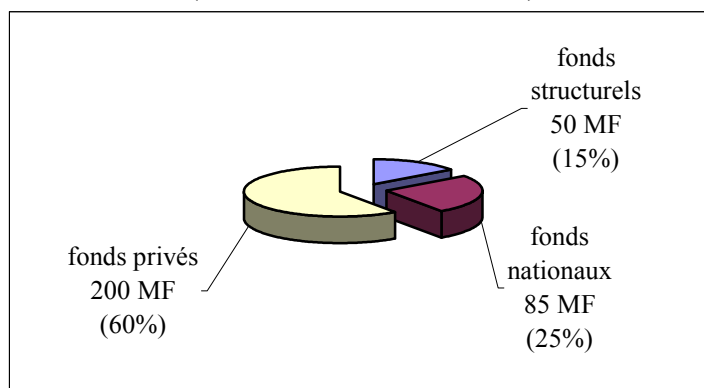
Autre atout pour le développement des énergies renouvelables, l'action de l'État dans le domaine des énergies renouvelables est, en Guadeloupe, efficace et coordonnée. La Direction départementale de l'équipement (DDE), la Direction de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE), l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) et les autres services concernés, travaillent de concert sous l'autorité du Préfet de la Guadeloupe.

Enfin, le Programme Régional de Maîtrise de l'Énergie (PRME) assure la coordination des efforts de la Région, de l'État et d'EDF depuis 1994, dans deux directions, d'une part le développement des énergies renouvelables, et, d'autre part, la réduction des consommations d'énergie. Les vecteurs du PRME sont la promotion de l'offre de produits, l'aide à la décision, la formation, l'information et l'évaluation.

Le premier programme, qui a porté sur la période 1994-1999, a enregistré les résultats significatifs décrits plus haut. Le deuxième programme, qui porte sur la période 2000-2006, affiche l'objectif ambitieux de produire 400 GWh d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

Dans le cadre du PRME, les financements privés sont complétés par les fonds structurels européens ainsi que par les fonds nationaux, ainsi qu'indiqué sur le graphique suivant.

Tableau 29 : Répartition des financements prévus au DOCUP Guadeloupe 2000-2006 pour les énergies renouvelables (total : 335 millions francs)



S'il existe en Guadeloupe des obstacles au développement des énergies renouvelables, ceux-ci résultent essentiellement de structures juridiques particulières, quant à la propriété foncière ou à la multiplicité des intervenants dans les montages financiers.

Mais, en définitive, la Région Guadeloupe bénéficie d'une remarquable et exemplaire conjonction des efforts de l'État, de la Région, de l'ADEME et des investisseurs privés pour développer ces nouvelles techniques.

Quelle conclusion peut-on tirer de cette conjonction remarquable d'éléments favorables ?

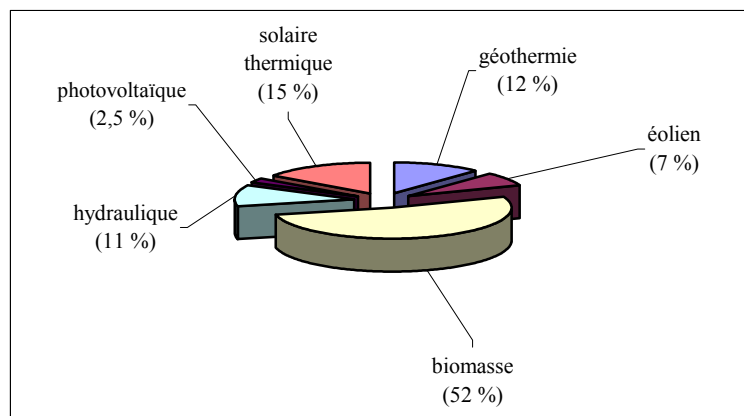
2.2. L'apport quantitatif majeur de la biomasse et très faible du photovoltaïque

L'analyse de la contribution en Guadeloupe des différentes filières d'énergie renouvelables conduit à des conclusions de portée, semble-t-il, générale.

Le graphique suivant indique quels ont été en 1999 les apports d'électricité des différentes filières en pourcentage du total de l'électricité verte. On trouve au premier rang la biomasse avec 52 % du total, ensuite le solaire thermique avec 15 %, puis la géothermie avec 12 %, l'hydraulique avec 11 %, l'éolien avec 7 % et enfin le solaire photovoltaïque avec 2,5 %.

Même si ces chiffres correspondent à une situation en évolution rapide, les ordres de grandeur délivrent des enseignements d'une grande portée.

Tableau 30 : Part des différentes filières dans le total de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables
(source : ADEME)



S'agissant de la biomasse, la situation de la Guadeloupe est évidemment particulière avec l'existence de forts tonnages de bagasse issue de la canne à sucre. L'importance de la contribution de la biomasse à la production d'électricité provient d'une part des tonnages en jeu (430 000 tonnes de canne broyée en 2000) et d'autre part de la mise en œuvre d'une centrale thermique de forte capacité (deux groupes de 32 MW).

Toute la question est de savoir dans quelle mesure la bagasse pourrait être remplacée en métropole par d'autres cultures énergétiques. Dans l'affirmative, il y aurait plus à attendre de la biomasse que de toute autre filière renouvelable.

Une autre remarque fondamentale doit être faite quant au rôle du solaire photovoltaïque. Malgré l'excellent ensoleillement de la Guadeloupe et malgré la défiscalisation utilisée par des sociétés d'investissement dans le domaine de l'énergie et en particulier dans le domaine du photovoltaïque, la production d'électricité par cette filière est marginale, voire négligeable, en 1999. Sans doute, la diffusion de cette technique s'est elle accélérée depuis lors.

Mais en tout état de cause, il semble bien que le photovoltaïque constitue une technique d'appoint dans les pays développés, comme le montrent également les exemples d'autres pays, comme l'Allemagne ou les États-Unis.

Dès qu'un pays dispose de moyens de production de masse d'électricité, l'apport direct en électricité du photovoltaïque devient quasiment négligeable.

Dans ces conditions, le développement d'une filière photovoltaïque répond essentiellement à des objectifs d'aide au développement ou à l'exportation.

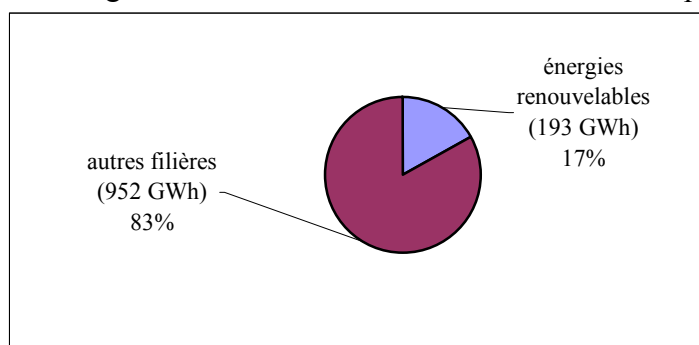
Au contraire, l'apport du solaire thermique peut être important, d'autant que son coût est proche de la compétitivité et que les besoins en eau chaude sont croissants, non seulement en Guadeloupe mais aussi dans les pays développés.

2.3. La difficulté d'accélérer le développement des énergies renouvelables

La situation des énergies renouvelables en Guadeloupe évolue très rapidement. Mais il est possible, à partir des derniers chiffres disponibles, datant de 1999, de tirer quelques conclusions de portée générale.

En 1999, l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables a représenté 193 GWh, soit 17 % de l'électricité consommée.

Tableau 31 : Origine de l'électricité consommée en Guadeloupe en 1999



En 2000, c'est près de 20 % du total consommé qui a été fourni par ces mêmes sources.

Mais, on l'a vu, compte tenu de la croissance rapide – entre 5 et 8 % par an – de la consommation d'électricité, les énergies renouvelables ne pourront pas couvrir à elles seules l'augmentation des besoins.

On peut même se demander si l'objectif de 25 % de l'électricité verte en 2006, propre à la Guadeloupe, pourra être atteint.

En effet, les délais de lancement et de réalisation des projets semblent s'opposer à une montée rapide de la production. Dans le cas de l'éolien, il s'écoule en effet, à l'heure actuelle, de 3 à 4 ans entre le lancement d'un projet et la production du premier kWh¹⁸. Pour autant la Guadeloupe bénéficie de conditions naturelles et institutionnelles particulièrement favorables pour atteindre des objectifs ambitieux.

On peut dès lors se demander dans quelle mesure il sera possible de satisfaire, au plan national, aux objectifs de la directive SER qui assigne un objectif de 21 % d'électricité verte pour la France en 2010.

3. Une contribution probablement insuffisante de l'électricité verte

Les énergies renouvelables sont au centre de l'attention. C'est une bonne chose car elles devraient permettre de diversifier l'approvisionnement énergétique en respectant la contrainte d'indépendance énergétique.

Mais dans la pratique quel sera leur apport réel ?

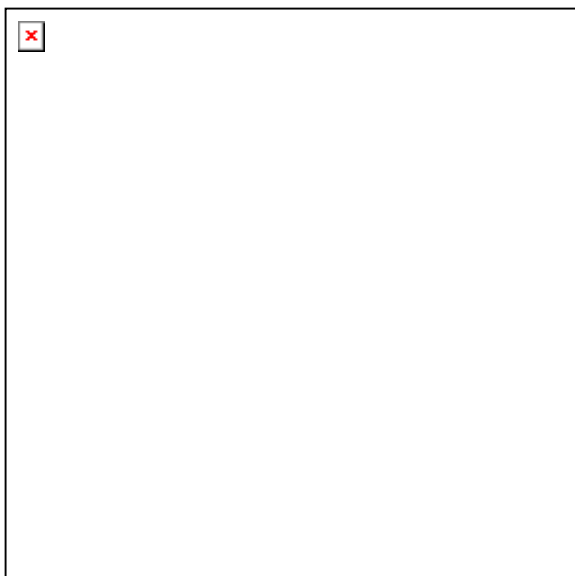
3.1. Une capacité de production d'électricité suffisante pour le moment en France

La production d'électricité primaire brute, soit 488 TWh, a maintenu en 2000 sa bonne progression, avec une augmentation de 3,4% après la forte croissance de 3,9% en 1999, qui a fait suite à la baisse considérée comme exceptionnelle des années 1997 et 1998.

La production de l'année 2000 a été assurée à 85% par le nucléaire et à 15% par l'hydraulique, avec un record absolu de production nucléaire à 415 TWh.

La production hydraulique, soit 72,8 TWh, a baissé en 2000 de 6,2% par rapport au niveau très élevé de 77,5 TWh atteint en 1999.

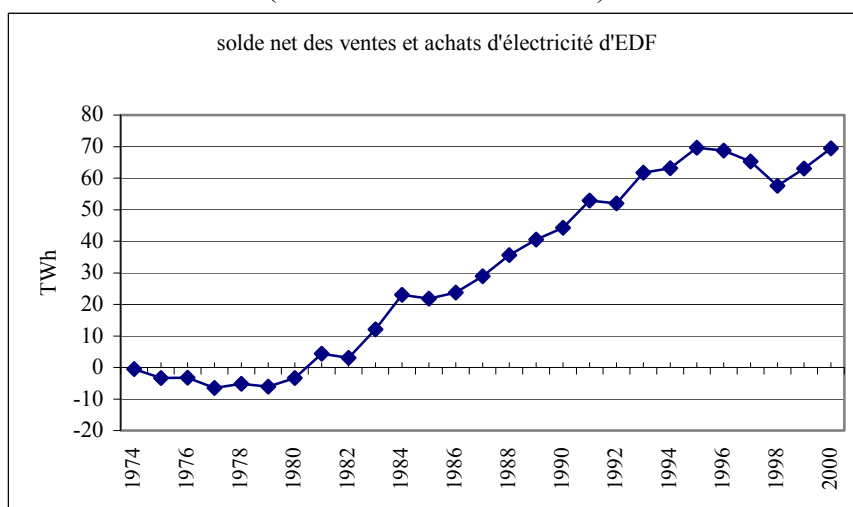
¹⁸ La question du foncier, c'est-à-dire la location des terrains, est particulièrement difficile à résoudre en Guadeloupe, en raison du régime d'indivision de nombreuses propriétés.



La production thermique classique (brute), en dépit de l'abondance relative d'énergie primaire, est restée au niveau élevé de 52,2 TWh.

Avec 69,4 TWh, le solde des échanges extérieurs a achevé son rétablissement (voir graphique suivant).

Tableau 32 : Évolution du solde net des ventes d'électricité d'EDF en Europe (source : EDF et DGEMP)



3.2. L'impossibilité probable de couvrir l'augmentation de la consommation d'électricité avec les seules énergies renouvelables

La consommation intérieure d'électricité, soit 450 TWh en 2000, devrait atteindre 550 TWh en 2010, si l'on prend comme hypothèse qu'elle devrait croître de 1 à 2 % par an sur la période.

En conséquence, sur la base de l'objectif de 21 %, l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables devrait atteindre environ 115 TWh.

La contribution du grand hydraulique ne devrait pas changer, compte tenu de l'impossibilité de construire de nouveaux barrages de grande ampleur.

L'objectif pour les énergies renouvelables dites « nouvelles » devrait se situer aux environs de 45 TWh en 2010.

Tableau 33 : Les objectifs de la France pour l'électricité « renouvelable »
(source : DGEMP)

	2000	2010
Consommation intérieure d'électricité	450 TWh	550 TWh (hypothèse : croissance de la consommation d'électricité : 1-2 % par an)
Part de l'électricité « renouvelable » (21 %)	77,4 TWh	115 TWh
dont hydraulique (grande, petite et pompage)	73,6 TWh ^{19, 20}	70 TWh
dont énergies nouvelles renouvelables	3,8 TWh [déchets urbains, déchets bois, éolien (0,1 TWh), géothermie (0,021 TWh)]	45 TWh <i>soit 36 TWh supplémentaires</i>

Comment l'objectif de 45 TWh d'énergies renouvelables pourrait-il être atteint en 2010 ?

L'apport du photovoltaïque devrait continuer d'être marginal en 2010. L'éolien, même avec les hypothèses les plus ambitieuses, n'y suffira pas. L'objectif de 10 000 MW en 2010 semble irréaliste. Le chiffre de 5 000 MW en 2010 paraît plus vraisemblable dans la mesure où il suppose une progression de 500 MW par an déjà très ambitieuse, alors que la puissance éolienne installée en France au 31 décembre 2000 était de 76 MW.

¹⁹ Une distinction est faite entre la grande hydraulique et la petite hydraulique, la limite entre les deux étant de 10 MW. Toutefois, pour le moment, les statistiques de production agrègent les deux.

²⁰ L'année 2000 a été exceptionnelle en termes d'hydraulicité.

Tableau 34 : Objectifs de la France en matière d'électricité « *renouvelable* » en 2010
(source : DGEMP)

énergies « nouvelles » renouvelables	objectif	contribution	remarque
objectif global	45 TWh		
éolien		<p><i>≈ 20-30 TWh</i> [hypothèse : 10 000 MW installés]</p> <p><i>≈ 10-15 TWh</i> [hypothèse : 5 000 MW installés]</p>	<ul style="list-style-type: none"> puissance éolienne installée en France au 31/12/2000 : 76 MW objectif du rapport de M. Yves Cochet : 10 000 MW durée de fonctionnement : 2000 h / an pour la plupart des installations, 3000 h / an dans certains cas peu nombreux
petite hydraulique		<p><i>≈ 5 TWh</i> [1000 MW installés]</p>	<ul style="list-style-type: none"> durée de fonctionnement : 5000 h /an
biomasse		<p><i>≈ 10-20 TWh</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> production d'électricité avec biomasse (bois essentiellement, déchets ménagers)
Géothermie et autres		<p><i>1 TWh</i></p>	
total		<p><i>25-40 TWh</i></p>	

La microhydraulique pourrait fournir 5 TWh, à condition qu'une capacité supplémentaire de 1000 MW de microcentrales soit atteinte, ce qui est un objectif très ambitieux compte tenu des difficultés d'installation de ce type d'équipements.

La biomasse, soit le bois-énergie, les usines d'incinération d'ordures ménagères et le biogaz représentent potentiellement une contribution importante.

Mais l'objectif des 45 TWh, qui représente 10% de la production actuelle, risque donc d'être très difficile à atteindre.

3.3. La contrainte de coût

La facture pétrolière a doublé de 1999 à 2000, passant de 77 à 155 milliards F.

On ne peut considérer en tout état de cause le sujet du coût de l'énergie comme accessoire pour le consommateur. A cet égard le Gouvernement a été contraint de mettre en place un mécanisme d'amortissement des variations des coûts de carburants.

Or le surcoût total de mise en place des moyens de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables pour le seul coût de rachat du kWh éolien devrait se situer, selon diverses estimations (voir le 3^{ème} chapitre du rapport), entre 4,5 milliards et 11 milliards F.

En conséquence, le surcoût entraîné par le développement des énergies renouvelables est estimé au minimum à 2 cF / kWh voire à 4 cF / kWh pour le consommateur. Mais il faut ajouter les coûts de réseau et les coûts des moyens de production complémentaires indispensables (voir plus loin).

Quelles seront les réactions du consommateur à cette augmentation de sa facture d'électricité, alors que les besoins de transports augmentent, ainsi que ceux du résidentiel-tertiaire, à des rythmes importants, ce qui obère le budget des ménages ?

En conséquence, on peut se demander si la production d'électricité constitue bien en France le meilleur point d'application d'une politique de développement des énergies renouvelables.

On verra plus loin que des bénéfices d'une telle politique sont à attendre en terme d'emplois créés et de capacités d'exportation.

Mais, en tout état de cause, la production d'électricité est loin de représenter la seule utilisation des énergies renouvelables, bien au contraire.

4. Un apport potentiel majeur des énergies renouvelables à la problématique des transports et du résidentiel-tertiaire

Un constat fondamental doit être fait sur la structure de la consommation finale française d'énergie par secteur.

La consommation finale énergétique du résidentiel-tertiaire et des transports a représenté 71,6 % de la consommation finale énergétique totale en 2000 (voir tableau et graphique ci-après).

Il s'agit donc d'un point essentiel de la politique énergétique qui doit aussi éclairer les choix à faire en termes d'énergies renouvelables à développer en priorité.

Tableau 35 : Consommation d'énergie finale²¹ par secteur (corrigée du climat)
(source : DGEMP)

consommation d'énergie finale par secteur (Mtep)	1973	1980	1990	1997	1998	1999	2000
industrie	59,4	57,8	54,2	57,1	57,8	57,6	57,9
<i>résidentiel-tertiaire</i>	<i>64,3</i>	<i>68,5</i>	<i>84,1</i>	<i>94,2</i>	<i>95,5</i>	<i>97,3</i>	<i>100,7</i>
agriculture	3,2	3,4	3,4	3,5	3,5	3,4	3,4
<i>transports</i>	<i>32,4</i>	<i>36,9</i>	<i>45,3</i>	<i>50,3</i>	<i>52,2</i>	<i>53,6</i>	<i>53,8</i>
total énergétique	159,3	166,5	187	295	209	212	215,7
non énergétique	10,9	11,8	12,4	17,1	17,0	16,8	17,2
total	170,3	178,3	199,4	222,1	226,0	228,8	232,9

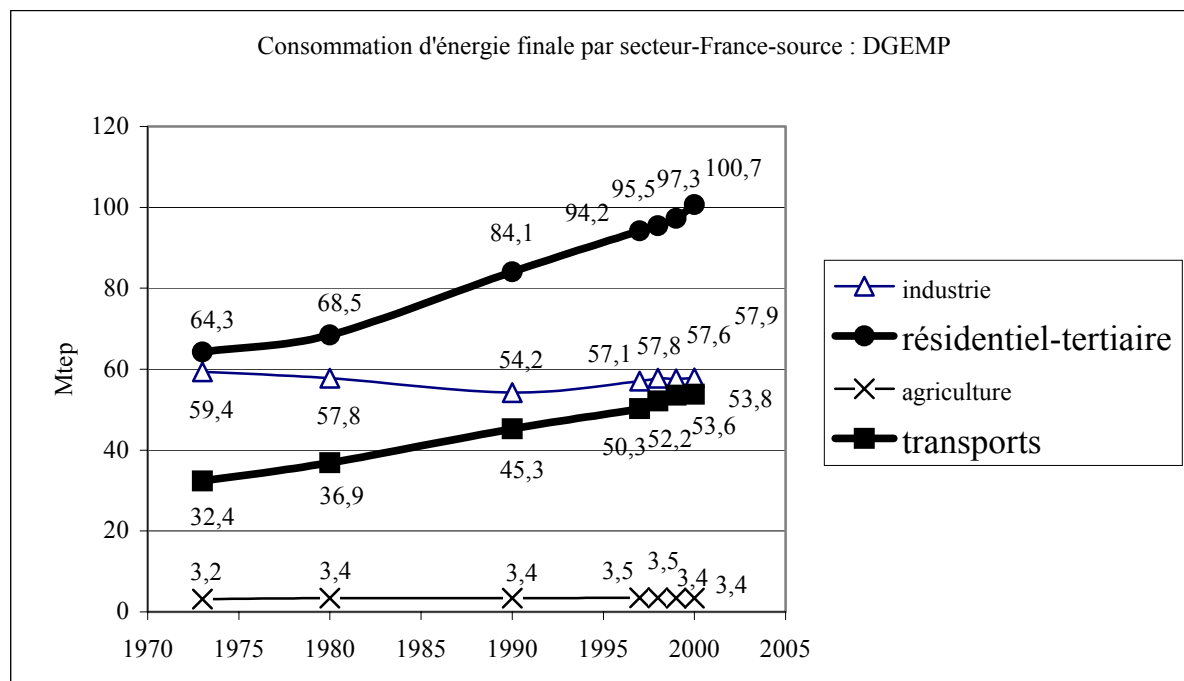
4.1. Les transports, point d'application prioritaire des énergies renouvelables

Le développement des transports entraîne une augmentation de la consommation en valeur absolue, puisque celle-ci était de 32,4 Mtep en 1973 et qu'elle représente 53,8 Mtep en 2000, soit une augmentation de 66 % en 27 ans. La part des transports dans la consommation d'énergie augmente également en valeur relative. Ainsi, la consommation correspondant aux transports a représenté 24,4 % du total de la consommation énergétique française en 2000, contre 20 % en 1973.

²¹ Consommation finale énergétique et non énergétique = consommation totale d'énergie primaire – consommation de la branche énergie (centrales électriques, raffineries)

Il y a donc lieu de placer la question de la consommation d'énergie dans les transports aux premiers rangs des priorités de la politique énergétique.

Tableau 36 : Évolution de la consommation énergétique française par secteur
(source : DGEMP)



A ce titre, il peut sembler nécessaire à juste titre de revoir la politique des biocarburants, afin de limiter l'impact de l'augmentation de la consommation sur la facture énergétique.

Il y a également lieu d'encourager la mise au point et la diffusion de véhicules hybrides ou électriques utilisant des batteries ou des piles à combustible.

4.2. Le résidentiel-tertiaire, un objectif capital du développement des énergies renouvelables

Mais il faut également prendre en compte les évolutions de la consommation d'énergie dans le résidentiel-tertiaire. En effet, cette consommation représente une part prépondérante de la consommation totale. De surcroît elle est en forte augmentation (voir graphique ci-après).

La consommation d'énergie dans le résidentiel-tertiaire est passée de 64,3 Mtep en 1973 à 100,7 Mtep en 2000, soit une augmentation de 56,6 %. A cet égard, il est indéniable que la croissance de la consommation des transports a été supérieure.

Mais la part du résidentiel-tertiaire dans la consommation totale, qui était de 40 % en 1973, est désormais de 46,7 %, soit près de la moitié du total de la consommation totale énergétique.

Autre facteur aggravant, la croissance de la consommation du résidentiel-tertiaire est plus rapide que celle de tout autre secteur. De plus, la généralisation d'équipements de loisirs

comme l'informatique et l'audiovisuel, ainsi que celle d'équipements de confort comme la climatisation est très probable à l'avenir, ce qui devrait pousser encore plus loin la consommation des ménages et des immeubles à usage professionnel.

Tout indique donc qu'un point d'application prioritaire des énergies renouvelables devrait être le résidentiel tertiaire. Mais l'analyse doit être poussée plus loin.

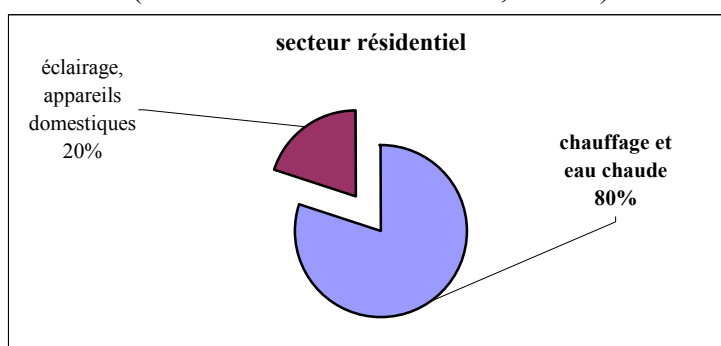
Quelles sont les causes essentielles de consommation d'énergie dans le résidentiel-tertiaire ?

La production de chaleur représente une part prédominante de la consommation d'énergie, à la fois dans le secteur résidentiel et dans le secteur tertiaire.

80 % de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel correspond au chauffage et à l'eau chaude sanitaire.

Tableau 37 : Part du chauffage et de l'eau chaude dans la consommation d'énergie du secteur résidentiel

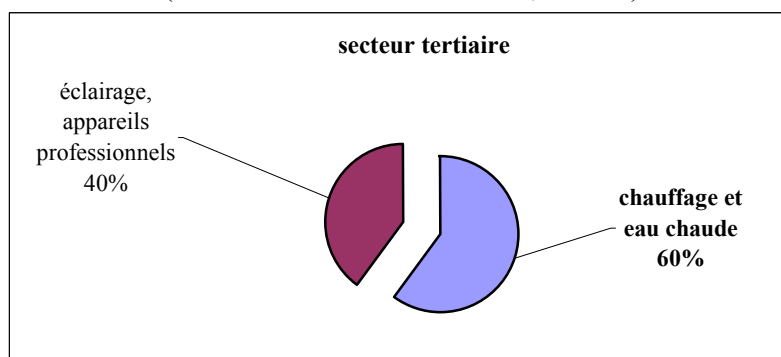
(Source : Bernard SPINNER, CRNS)



Dans le secteur tertiaire, le chauffage et l'eau chaude sanitaire représentent 60 % de la consommation d'énergie.

Tableau 38 : Part du chauffage et de l'eau chaude dans la consommation d'énergie du secteur tertiaire

(Source : Bernard SPINNER, CNRS)



Voilà pourquoi les questions liées à l'utilisation de la chaleur revêtent une importance critique dans toute politique de maîtrise de l'énergie et de promotion des énergies renouvelables.

Une question fondamentale est dès lors la suivante : quelles énergies renouvelables faut-il développer spécifiquement pour le résidentiel, le tertiaire et pour les transports ?

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.

L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Chapitre II

CHAPITRE II : LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : QUELLES PRIORITÉS ? 85

DES CHOIX À REVOIR DANS L'IMPORTANCE DONNÉE AUX DIFFÉRENTES FILIÈRES FRANÇAISES 85

I.- L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE, UN OBJECTIF MOINS IMPORTANT AU PLAN NATIONAL QU'AU PLAN INTERNATIONAL	87
1. <i>L'amélioration de la compétitivité de l'électricité éolienne</i>	87
1.1. Les technologies éprouvées du petit éolien	87
1.2. La marche du grand éolien vers l'augmentation de puissance unitaire	88
1.3. Le coût des grandes éoliennes et le prix de revient du courant produit	89
1.4. Les espoirs dans les fermes éoliennes offshore	91
1.5. Des marchés étrangers en forte expansion	91
2. <i>L'intérêt et les limites de l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité</i>	92
2.1. Le cas de la bagasse dans les départements d'outre-mer	93
2.2. L'utilisation du bois pour la production d'électricité	94
3. <i>Le solaire photovoltaïque, un marché considérable à l'exportation</i>	95
3.1. L'évolution lente du silicium vers des rendements accrus	96
3.2. Des coûts de production du kWh élevés pour le raccordé mais intéressants pour le non raccordé	96
3.3. L'importance du photovoltaïque pour les pays en développement et la nécessité d'un marché intérieur comme base de départ	98
4. <i>Les progrès à faire sur les technologies clés du stockage de l'électricité</i>	99
4.1. Les batteries au plomb	100
4.2. Les batteries Ni-Cd	100
4.3. Les systèmes Ni-Métal hydrures	100
4.4. Les batteries au lithium	101
4.5. Les accumulateurs sous pression	101
4.6. La pile à combustible	102
5. <i>La géothermie haute température pour la production d'électricité</i>	102
5.1. Une réalisation très concluante aux plans technique et économique à Bouillante en Guadeloupe	103
5.2. Des technologies à exporter	104
6. <i>Le solaire thermodynamique, de nouveau à l'ordre du jour pour les pays du Sud</i>	105
6.1. La vogue soudaine et l'abandon prématuré du solaire thermodynamique en France	105
6.2. Les nouvelles technologies du solaire thermodynamique, proches de la compétitivité	105
6.3. Des perspectives brillantes pour les pays à fort ensoleillement	112
II.- LE THERMIQUE ET LES CARBURANTS RENOUVELABLES, DES RÉPONSES ESSENTIELLES AUX GRAVES PROBLÈMES FRANÇAIS DU RÉSIDENTIEL, DU TERTIAIRE ET DES TRANSPORTS	113
1. <i>Les succès de la géothermie basse température et des réseaux de chaleur</i>	114
1.1. Une technique aujourd'hui maîtrisée	114
1.3. Des performances économiques intéressantes	114
1.3. La géothermie en réseau de chaleur	115
1.4. Des travaux de prospection à reprendre	116
2. <i>Les pompes à chaleur, une technique à réhabiliter</i>	116
2.1. Les applications multiples des pompes à chaleur	117
2.2. Les pompes à chaleur utilisant des nappes phréatiques	117
2.3. Les autres concepts de pompes à chaleur pour l'habitat	118
3. <i>Le solaire thermique, une technologie mûre à la recherche de volumes</i>	119
3.1. Les technologies du solaire thermique	119
3.2. Un marché en devenir	121
3.4. Le plan Hélios et les engagements de l'ADEME à l'horizon	123
3.5. Une ambition insuffisante	123
3.6. La climatisation solaire	124
4. <i>La réglementation thermique et l'habitat bioclimatique</i>	125
4.1. le secteur résidentiel et la consommation d'énergie	126
4.2. Les caractéristiques du parc résidentiel actuel ou futur	129
4.3. L'impact de la réglementation sur les consommations d'énergie dans l'habitat	130
4.4. Les apports solaires thermiques passifs	133

4.5. L'architecture bioclimatique, la haute qualité environnementale et le développement durable.....	135
5. <i>Le stockage d'énergie non électrique et en particulier d'énergie thermique</i>	138
5.1. Les voies mineures de l'air comprimé et de l'énergie mécanique	139
5.2. Le stockage thermique et le transport à longue distance.....	139
6. <i>La biomasse, un ensemble de perspectives prometteuses</i>	140
6.1. Un ensemble considérable de possibilités différentes.....	141
6.2. L'intérêt multiple du biogaz	145
6.3. Le bois-énergie et les cultures énergétiques : possibilités, bilan et avenir	148
6.4. Les biocarburants : un potentiel à reconsidérer	150

[Suite du rapport : chapitre III](#)

[Retour au sommaire du rapport](#)

Chapitre II : Les énergies renouvelables : quelles priorités ?

**DES CHOIX À REVOIR DANS L'IMPORTANCE DONNÉE AUX
DIFFÉRENTES FILIÈRES FRANÇAISES**

Comme on l'a vu précédemment, l'attention, en matière d'énergies renouvelables, est aujourd'hui focalisée dans l'Union Européenne sur les filières permettant la production d'électricité.

Cette situation résulte de différents facteurs.

Nombreux sont les pays dont la production d'électricité recourt au charbon, au fuel ou au gaz, et qui souhaitent réduire leurs émissions de gaz à effet de serre pour se conformer à leurs engagements de Kyoto.

Par ailleurs, la première concrétisation du Livre blanc de la Commission européenne de 1997 consiste en la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Pour autant, l'utilité des énergies renouvelables ne se résume pas à la production d'électricité, bien au contraire. La production de chaleur directe ou indirecte figure parmi les applications où ces énergies sont les plus performantes.

Il convient en conséquence d'étudier en détail les différentes filières et d'évaluer leurs utilités respectives pour la France.

En faisant référence à la distinction fondamentale entre la production d'électricité et la production de chaleur, chacune des filières doit être évaluée au regard de sa contribution potentielle à la résolution des problèmes énergétiques du pays.

Une autre dimension doit aussi être prise en compte, celle de l'intérêt de ces filières comme activités nouvelles pour l'industrie française, en distinguant le marché intérieur et les marchés à l'exportation.

Les énergies renouvelables suscitent incontestablement en ce début du XXIème siècle de grands espoirs.

D'un usage immémorial mais reléguées au second plan depuis la première révolution industrielle, elles peuvent aujourd'hui apporter une contribution non négligeable à l'approvisionnement en énergie tout en étant compatible avec la raréfaction prévisible des ressources fossiles, avec la protection de l'environnement et avec la lutte contre le changement climatique.

Mais ceci ne peut se faire qu'à la condition que l'on ne se trompe pas sur leur point d'application privilégié.

Une analyse économique simplifiée comme celle exposée au chapitre précédent, montre que les cibles prioritaires de la politique énergétique française devraient être les transports et le résidentiel-tertiaire.

L'analyse technique des possibilités offertes par les énergies renouvelables, telle qu'elle est faite dans les développements qui suivent, indique pour sa part que celles-ci peuvent apporter une contribution importante à une amélioration de la situation de la France dans ces deux domaines.

La situation de la France est particulière dans le domaine de la production d'électricité avec la présence d'un parc électronucléaire qui a fourni 80 % de la consommation d'électricité du pays en 2000. Les partisans des énergies renouvelables ont longtemps affirmé que le poids du nucléaire empêchait tout développement de ces nouvelles technologies.

Une analyse technique simple confirme que le développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité en France présente un intérêt certain pour développer une industrie et fournir des références à l'exportation mais que la contribution de ces énergies à la production d'électricité ne peut être que faible au plan global.

L'analyse technique confirme aussi que l'apport des énergies renouvelables considérées comme des sources de chaleur et de combustibles pour les transports peut être considérable, en revanche, pour rationaliser les consommations d'énergie dans les transports et le résidentiel-tertiaire.

I.- L'électricité renouvelable, un objectif moins important au plan national qu'au plan international

La production d'électricité est possible avec différentes sources d'énergies renouvelables. Les éoliennes ou aérogénérateurs représentent la voie la plus connue actuellement, depuis que de nouvelles générations de machines de grande taille ont essaimé dans toute l'Europe.

Le solaire photovoltaïque représente une deuxième possibilité, elle aussi en plein essor, avec l'installation de panneaux solaires dans de nombreux sites isolés, professionnels ou de loisirs.

Ces deux filières, éoliennes et solaire photovoltaïque, qui ne peuvent fournir une puissance garantie, voient par ailleurs leur développement lié peu ou prou à la progression des techniques de stockage de l'électricité.

Mais d'autres possibilités techniques moins connues existent également. La géothermie à haute température permet la production d'électricité, de même que la biomasse comme combustible pour des centrales thermiques. Enfin une autre filière connaît aujourd'hui un regain d'intérêt, celle du solaire thermodynamique qui permet la production d'électricité à partir de la chaleur du soleil une fois celle-ci concentrée.

Au final, ces différentes filières présentent toutes un intérêt certain dans certains types de situations.

S'agissant de la France, leur développement présente moins d'intérêt pour la production nationale d'électricité que pour développer une industrie nationale apte à fournir des marchés étrangers qui, eux, constituent des débouchés de taille pour ces technologies.

1. L'amélioration de la compétitivité de l'électricité éolienne

1.1. Les technologies éprouvées du petit éolien

La première catégorie de petites éoliennes est celle des machines de faible puissance pour l'équipement de villages.

Dans ce cas de figure, une éolienne est couplée à un système de stockage de l'électricité sur batteries qui alimentent un micro-réseau à partir d'un onduleur. Adapté aux zones ventées, un tel système est d'un coût plus faible que celui de panneaux solaires ou celui de générateurs diesel. La simplicité des technologies mises en œuvre permet l'installation dans des régions reculées bien ventées.

Des éoliennes d'une puissance de 25 kW sont ainsi proposées par la société française VERGNET, pour répondre aux besoins de villages comprenant de 40 à 100 foyers qui consomment chacun 1,5 kWh par jour en moyenne.

L'autre catégorie de petit éolien correspond aux machines de petit réseau, dont les puissances s'étagent de quelques kW à quelques centaines de kW.

Ces éoliennes, dont celles de la société VERGNET, d'une conception très différente du grand éolien tripale d'inspiration nordique sont bipales, et placées sur des mâts haubanés, avec des moyeux oscillants.

Ces machines sont, à puissance égale, deux fois plus légères que les éoliennes tripales du grand éolien et fonctionnent en mode aéroélastique. De fait, les nacelles sont placées au sommet de mâts haubanés d'un diamètre de 50 cm au plus contre 1,5 à 3 m pour les mâts au demeurant ancrés des éoliennes tripales. Il s'agit de matériels robustes, capables de résister à des températures très élevées ou très basses, à des vents violents ou à des vents de sable. Ces machines sont par ailleurs faciles à installer ou à replier en cas de cyclones sans recours à des moyens de levage, grâce à l'utilisation adéquate des haubans qui en assurent la stabilité.

Dans les régimes d'alizés les plus favorables, les machines ont une durée moyenne de fonctionnement de l'ordre de 6000 heures par an. A titre d'exemple, la durée de fonctionnement à pleine puissance, qui est bien sûr inférieure à la durée totale de marche, est de l'ordre de 3200 heures à la Désirade dans l'archipel de la Guadeloupe. La vitesse moyenne des alizés est de l'ordre de 6-7 m/s.

Les débouchés des éoliennes de petit réseau sont importants dans les îles. Le coût d'investissement est de l'ordre de 1700 euros par kW installé. Le coût de production de l'électricité est d'environ 70 cF / kWh.

Une autre version de l'éolien de proximité est celle des machines installées chez des particuliers, par des PME/PMI, par des exploitants agricoles, qui pourraient reverser le courant excédentaire au réseau basse tension.

1.2. La marche du grand éolien vers l'augmentation de puissance unitaire

Les éoliennes de grande puissance constituent la deuxième famille d'aérogénérateurs. C'est celle qui se développe le plus rapidement dans le monde.

On distingue deux grandes catégories d'éoliennes de puissance en fonction de leur mode de production du courant électrique.

La première catégorie d'éoliennes de puissance est celle des machines dont la génératrice tourne à une vitesse constante de manière à produire un courant dont la fréquence est celle du secteur, soit 50 Hz. La machine doit alors être dotée d'un multiplicateur analogue à un changement de vitesse qui permet l'adaptation de la fréquence de rotation des pales à celle de la génératrice. La plupart des éoliennes de conception danoise utilisent des multiplicateurs. Plus important, les éoliennes de ce type doivent être raccordées à un réseau électrique, qui non seulement évacue l'énergie produite mais fournit la puissance nécessaire au démarrage¹.

Une autre technologie consiste à s'exempter d'un multiplicateur, à laisser le rotor tourner à une vitesse variable dépendant de la force du vent et à produire le courant à une fréquence quelconque. Le courant est ensuite redressé et ondulé en aval par une électronique de puissance. On trouve dans cette catégorie des machines à aimants permanents ou à aimants

¹ En pratique, des batteries peuvent suppléer une carence de réseau.

hybrides. Cette technologie est celle utilisée par Enercon en Allemagne, et par ABB et Jeumont en France. Ces machines peuvent être installées dans des sites isolés.

Pour faire face aux variations brutales de vent et pour arrêter l'éolienne lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur limite, deux types de contrôle peuvent être utilisés. La première technologie est celle de freins aérodynamiques ou « *tip brakes* » situés en bout de pale ou d'autres systèmes aérodynamiques comme le « *system stall* » qui permettent un décrochage aérodynamique des pales. La deuxième technologie est celle du calage variable de pales orientables ou « *system pitch* ».

Les dimensions des éoliennes les plus vendues sont en constante augmentation (voir tableau ci-après).

Tableau 1 : Dimensions des éoliennes

date	constructeur	puissance	diamètre du rotor	dimension du mât
1999	Jeumont (J48)	750 kW	46 m	46 m
2000	Neg Micon	2 MW	72 m	70 m
2001	Nordex	2,5 MW	80 m	120 m
2002 (projet)	Enron	3 MW	90 m	100 m
2003-2004 (projet)	ABB	3,5 MW	110 m	≈ 150 m

Quelles sont les raisons de cette course à la puissance ?

La montée en puissance des éoliennes s'explique d'abord par la raison évidente qui est de limiter leur nombre et donc leur impact visuel.

Mais d'autres raisons sont d'ordre technique. Les performances d'une éolienne sont essentiellement fonction du couple et de la vitesse de rotation. L'augmentation de la taille de l'éolienne et donc celle de son rotor permet d'augmenter le couple. Mais une contrainte existe en terme de vitesse de rotation du rotor, qui doit être limitée de façon que la vitesse du bout des pales soit subsonique. Un arbitrage doit donc être fait entre ces deux paramètres.

En pratique, les éoliennes de forte puissance sont particulièrement adéquates pour les sites peu ventés. C'est pourquoi on trouve des éoliennes de forte puissance en Allemagne par exemple.

1.3. Le coût des grandes éoliennes et le prix de revient du courant produit

Le coût d'investissement d'une éolienne d'une puissance nominale de 1 MW est d'environ 1 million d'euros. Pour estimer le coût réel de l'investissement, il convient de considérer la puissance efficace qui est fonction du nombre d'heures de travail de l'éolienne en équivalent pleine puissance. On constate alors que le coût d'investissement réel avoisine les vingt mille francs par kW (voir tableau ci-après).

Tableau 2 : Coût d'investissement de l'éolien
(source : Jeumont Industrie, TotalFinaElf)

	puissance	coût d'investissement	remarque
éolienne	1 MW puissance nominale	1 million euros	- puissance efficace : 300-400 kW
	1 000 kW puissance efficace	3 millions euros	- équivalent d'heures de fonctionnement à pleine puissance : 3500 heures
	1 kW efficace	19 680 F	
éolienne offshore	1 kW efficace (durée de fonctionnement : 4500 heures)	20 000 – 30 000 F	- surcoût de 30 à 50 % - durée de fonctionnement à pleine puissance : 4000-4500 heures
nucléaire	1 kW efficace	12 000 francs	

La structure des coûts d'une éolienne est indiquée au tableau suivant.

Tableau 3 : Structure des coûts d'investissement dans l'éolien
(source : Alstom)

Structure des coûts d'une éolienne		Structure des coûts de raccordement à un réseau préexistant	
• génie civil :	10 %	• génie civil :	15 %
• mât :	15 %	• infrastructures :	25 %
• rotor :	15 %	• poste de transformation :	35 %
• nacelle, génie électromécanique :	60 %	• station relais :	25 %

Les constructeurs sont unanimes à regretter qu'aux différents coûts d'investissement mentionnés ci-dessus, s'ajoutent des coûts de gestion de projets qui peuvent atteindre 30 % du total, du fait des différentes difficultés administratives à surmonter.

Les coûts de production du kWh éolien sont très sensibles aux conditions de vent du site concerné (voir tableau ci-après).

Tableau 4 : Estimation des coûts de production du kWh éolien
(source : Jeumont Industrie)

vitesse moyenne du vent	coût de production	remarque
6 m/s	40 cF / kWh	vitesse moyenne du vent en Allemagne : 5-6 m/s
7-8 m/s	30-35 cF / kWh	conditions réunies dans les sites français des côtes de la Manche, de Bretagne et du Languedoc-Roussillon

Il est à noter que les économies d'échelle générées par l'augmentation de puissance sont en fait pratiquement limitées aux coûts de génie civil.

Certains constructeurs d'éoliennes doutent qu'il soit possible de faire passer le coût de production du kWh éolien en dessous de 25 cF / kWh.

Il est certain toutefois que la prise en compte des coûts externes de production des filières classiques comme les centrales thermiques à charbon serait de nature à améliorer la position relative de l'éolien. A cet égard, la fixation de la valeur de la tonne de carbone à

35 dollars semble être un niveau raisonnable, en l'absence d'un marché. Cette hypothèse conduit à conférer à la production éolienne un crédit carbone de 3,2 à 4,9 cF / kWh.

En tout état de cause, les coûts de production dont on peut disposer à l'heure actuelle en France n'intègrent pas les coûts de raccordement. Or les fermes éoliennes sont la plupart du temps situées en bord de mer ou sur des reliefs, c'est-à-dire dans des zones où le réseau électrique est soit inexistant soit de faible puissance.

La réalisation de fermes éoliennes devra donc s'accompagner d'extensions du réseau.

1.4. Les espoirs placés dans les fermes éoliennes offshore

L'offshore représente, pour beaucoup d'industriels de l'éolien, un véritable eldorado. De fait, grâce à des régimes de vents plus favorables et plus réguliers, la puissance efficace d'une éolienne offshore est plus importante que la même machine située à terre.

La résistance de ces machines aux tempêtes ne semble pas problématique aux yeux des constructeurs qui mettent en avant l'expérience acquise dans l'ingénierie des plates-formes pétrolières. En revanche, si la durée de vie d'une éolienne à terre est estimée à 15 ans, il est difficile, faute d'une expérience suffisante, de déterminer si les problèmes de corrosion et les difficultés de maintenance n'abrègeront pas cette durée de vie.

En tout état de cause, pour rentabiliser les coûts de raccordement au réseau par des lignes sous-marines ainsi que pour faciliter la maintenance, il sera nécessaire de construire des plates-formes offshore de grande puissance, allant sans doute jusqu'à 100 MW. Il s'agit donc là de projets pour lesquels on ne dispose à l'heure actuelle que d'une expérience réduite.

En France, TotalFinaElf étudie un projet de lancement d'une plate-forme d'éoliennes de 40 à 90 MW au total au large de Port-la-Nouvelle dans le Languedoc. D'autres projets sont en cours d'étude pour une ferme offshore de 70 MW au large du Cotentin, une autre de 40-55 MW dans le Finistère et enfin une autre de 100 MW en Belgique.

Une compagnie pétrolière comme TotalFinaElf qui a la maîtrise des travaux offshore dans le cadre de l'exploitation de ses gisements de pétrole et de gaz, est sans doute l'entreprise la mieux placée pour conduire de tels projets.

1.5. Des marchés étrangers en forte expansion

La croissance du marché mondial des éoliennes est très rapide. Les capacités installées ont augmenté de 22 % en 2000 et atteignaient 16 600 MW à la fin 2000.

D'ici à 2004, l'Allemagne devrait doubler sa capacité installée, l'Espagne la multiplier par quatre (voir tableau ci-après).

Tableau 5 : Prévisions de capacités éoliennes installées
(source : Alstom)

MW installés	capacités installées en 2000 (MW)	prévisions de capacité installée pour 2004 (MW)
Allemagne	5432	12 142
Espagne	2099	9912
Danemark	2016	3338
Italie	339	1477
Royaume Uni	405	1312
Pays-Bas	448	1208
Suède	221	1145
Norvège	35	963
Grèce	158	808
France	60	725
Turquie	35	579
Portugal	100	261

Les prévisions d'un grand industriel comme Alstom pour le marché français sont de 725 MW installés en 2004. Cet objectif semble ambitieux dans la mesure où la puissance installée à la fin 2000 était de 76 MW.

Par ailleurs, pour 2010, l'objectif du Gouvernement est d'atteindre 5000 MW. Dans ce cas la production d'électricité atteindrait 10 à 15 TWh, sur la base d'une durée de fonctionnement moyenne à pleine puissance de 2000 heures, avec des pointes à 3000 h pour certains sites.

Rappelons qu'à la même date, la consommation intérieure d'électricité devrait atteindre 550 TWh.

En définitive, en France, la multiplication par 65 du parc installé entre 2000 et 2010 devrait se traduire par une contribution de 2,1 % aux besoins de consommation.

Le développement du marché français est donc moins important pour la production nationale d'électricité que pour la mise en place d'un outil industriel et l'acquisition de savoir-faire.

2. L'intérêt et les limites de l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité

La valorisation énergétique de la biomasse est en France d'abord thermique avec le bois énergie. La consommation de bois-énergie est en France de 40 millions de m³ par an dont 25 millions de m³ d'origine forestière et 15 millions de m³ issus de sous-produits de l'industrie du bois et d'exploitations rurales. Cette consommation équivaut à 9 Mtep par an, soit 4% de la consommation nationale d'énergie (hors hydraulique).

La valorisation de la biomasse par la production d'électricité est d'une ampleur beaucoup plus faible. La cogénération papetière, les centrales à bagasse et le biogaz de décharge produisent annuellement 1,9 TWh, soit 0,16 Mtep². L'incinération de la fraction

² 1 TWh = 0,086 Mtep.

organique des déchets génère 0,7 TWh. Au total, la valorisation électrique conduit donc à 2,6 TWh, soit 0,22 Mtep.

L'opportunité d'une augmentation du rôle de la biomasse dans la production d'électricité doit être donc examinée à l'aune de plusieurs critères : l'augmentation de la production pour couvrir les besoins de la consommation française sans augmentation des émissions de CO₂, la substitution de la biomasse au charbon pour la production de pointe dans les centrales thermiques, le test de techniques utiles pour d'autres pays, notamment en développement.

On doit distinguer dans l'examen du problème deux cas très différents, d'une part celui des Départements d'outre-mer où l'utilisation de la bagasse est un grand succès, et, d'autre part, celui du bois dont l'utilisation dans des opérations de co-combustion pose davantage de problèmes.

2.1. Le cas de la bagasse dans les départements d'outre-mer

La centrale thermique du Moule (CTM) en Guadeloupe présente la caractéristique de substituer au charbon, son combustible principal, de la bagasse, résidu de la canne à sucre, qui lui est fourni par la sucrerie voisine Gardel pendant la saison de la canne à sucre de février à mai.

La centrale du Moule est la propriété à 44 % de SIDEC, du groupe Charbonnages de France et à 35 % d'EDF, l'autre actionnaire étant Air Liquide, soit directement, soit par l'intermédiaire de l'une des ses filiales. La centrale comprend deux chaudières de 32 MW chacune, représentant un investissement total de 700 millions F. Les technologies utilisées sont très proches de celles déjà en service à la Réunion, dans les centrales de Bois Rouge et du Gol du même groupe SIDEC.

La bagasse est la fibre de la canne obtenue après extraction du sucre, une tonne de canne produisant environ 320 kg de bagasse. Pendant la campagne sucrière, la bagasse est amenée par bandes transporteuses de la sucrerie à la centrale thermique, où elle est entreposée temporairement avant d'être brûlée dans l'une des deux chaudières. La bagasse n'est pas mélangée au charbon, sauf lors des phases de transition entre les deux types de combustibles. La centrale thermique fournit gratuitement à la sucrerie l'électricité et la vapeur nécessaires à son fonctionnement, en contrepartie de la libre mise à disposition de la bagasse.

En 2000, la production de CTM mise sur le réseau s'est élevée à 415 GWh, dont 75 GWh produits à partir de la bagasse. La centrale du Moule fournit ainsi le tiers de l'électricité consommée en Guadeloupe et 70 % de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Le maximum de production de CTM est estimé à 475 GWh. Un contrat de 35 ans garantit à CTM le rachat du courant produit, à un tarif fixé en 1996 à 45 cF / kWh pour les premiers 380 GWh et à 25 cF / kWh au-delà.

En complément à l'utilisation de la bagasse, la centrale du Moule fonctionne principalement au charbon à basse teneur en soufre.

Mais l'utilisation de la bagasse, ressource gratuite pour CTM, est bien sûr économiquement rentable. Elle est également efficace sur le plan de la préservation de l'environnement.

En effet, l'utilisation de la bagasse comme combustible évite sa décomposition qui conduirait à la formation de méthane si elle était laissée à l'air libre. La combustion de la bagasse ne génère aucune émission de SOx et de NOx et conduit à la formation de cendres qui se révèlent être des bons engrais. La croissance de la canne à sucre compensant, par effet de photosynthèse, les émissions de CO2 de la centrale lorsqu'elle fonctionne à la bagasse, le recours à ce type particulier de biomasse s'avère donc totalement vertueux.

En définitive, face à ce bilan la seule question qui se pose pour CTM est celle de l'avenir de la production de canne à sucre en Guadeloupe.

S'agissant de la biomasse, la situation de la Guadeloupe est évidemment particulière avec l'existence de forts tonnages de bagasse issus de la canne à sucre. L'importance de la contribution de la biomasse à la production d'électricité provient d'une part des tonnages en jeu (430 000 tonnes de canne broyée en 2000) et d'autre part de la mise en œuvre d'une centrale thermique de forte capacité (deux groupes de 32 MW).

Toute la question est de savoir dans quelle mesure la bagasse pourrait être remplacée en métropole par d'autres cultures énergétiques.

2.2. L'utilisation du bois pour la production d'électricité

La consommation intérieure d'électricité s'est élevée à 450 TWh en 2000 et devrait atteindre 550 TWh en 2010 sur la base d'une croissance de 1 à 2 % par an.

Comment assurer l'augmentation de production indispensable si les efforts d'économies ne suffisent pas à enrayer la croissance de la consommation ?

Pour l'ADEME, la contribution de la bioélectricité serait en tout état de cause relativement faible. En 2001, la production d'électricité à partir de la biomasse devrait représenter 1,5 TWh. L'objectif de 3,5 TWh pour 2010 semble réaliste. Avec un effort d'investissement important notamment pour la méthanisation des ordures ménagères, il serait possible de produire 2,3 TWh supplémentaires, portant le total à 5,8 TWh. En ajoutant la production à partir de l'incinération de la part organique des déchets ménagers et éventuellement des farines animales, soit 1,6 TWh en 2010, le total serait de 7,4 TWh (voir tableau ci-après).

Tableau 6 : Prévisions de croissance de la bioélectricité en France d'ici à 2010
(source : ADEME)

	2001	2010	observations
Biocombustibles (bois, paille)	1,5 TWh	3,5 TWh	<ul style="list-style-type: none">• 3,5 TWh de biocombustibles correspondent à 11,8 Mtep• le volume de bois correspond additionnel à mobiliser est de 6 millions m³
méthanisation	0,4 TWh	2,3 TWh	<ul style="list-style-type: none">• 2,3 TWh de biogaz correspondent à 0,55 Mtep
Incinération	0,7 TWh	1,6 TWh	
total	2,6 TWh	7,4 TWh	

Mais ceci supposerait une politique très volontariste. Selon l'ADEME, la contribution de la bioélectricité, avec 7,4 TWh, serait donc largement insuffisante pour atteindre à elle seule les 35 TWh nécessaires.

On pourrait envisager l'utilisation de bois-énergie dans les centrales thermiques fonctionnant pour couvrir les consommations de pointe.

Dans cette hypothèse, on peut prévoir qu'EDF demanderait une compensation des surcharges de coût entraînées par l'utilisation de résidus forestiers.

Une autre voie serait sans aucun doute plus efficiente sur le plan énergétique : ce serait celle de la cogénération électricité-vapeur à partir de chaudières fonctionnant au bois-énergie. Une telle orientation consisterait en une approche décentralisée dont le critère essentiel de localisation serait la double exigence de besoins de vapeur et de ressources forestières abondantes et peu éloignées.

3. Le solaire photovoltaïque, un marché considérable à l'exportation

Le solaire photovoltaïque fait l'objet d'applications depuis le début des années 1960. Les cellules photovoltaïques sont passées des satellites où leur rapport poids / puissance fait merveille, à des produits grand public comme les montres ou les calculettes. Le solaire photovoltaïque a trouvé ses premières applications professionnelles terrestres dans l'alimentation de dispositifs sur sites isolés comme les bouées en mer ou les relais de télécommunications.

Dans ce dernier cas, malgré leur prix élevé, les cellules photovoltaïques offrent un service irremplaçable de fourniture de courant sans raccordement à un réseau et sans alimentation en combustibles fossiles. D'où le prolongement de ce type d'utilisation pour l'électrification rurale en tant que moyen de production décentralisée d'électricité, lorsqu'il n'y a pas de réseau de transport de l'électricité ou qu'un raccordement à un réseau existant représenterait une dépense supérieure.

Tableau 7 : Les principales applications du photovoltaïque
(source : CEA)

<i>type d'application</i>	<i>remarque</i>	<i>rentabilité</i>
satellites	<ul style="list-style-type: none"> dès les années 1960 intérêt majeur : rapport puissance / poids 	compétitivité assurée (coût des investissements compris) pour des consommations faibles
produits grand public	<ul style="list-style-type: none"> montres, calculettes intérêt majeur : prix unitaire bas 	
applications professionnelles	<ul style="list-style-type: none"> premiers marchés réels terrestres : bouées, relais télécom en sites isolés intérêt majeur : prix / puissance par rapport à l'investissement évité (coût de réseau) 	
électrification rurale	<ul style="list-style-type: none"> intérêt : prix / service rendu 	
production décentralisée d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> couplage réseau possible avec boîtier électronique de conversion en 230 V 50 Hz 	applications non rentables
photovoltaïque intégré à l'habitat	<ul style="list-style-type: none"> difficulté d'intégration dans les bâtiments 	

3.1. L'évolution lente du silicium vers des rendements accrus

Une filière technologique domine le solaire photovoltaïque : celle du silicium cristallin, qui représente 80 % du marché et est utilisée pour les applications professionnelles. Le silicium amorphe représente la plus grande part du complément à 100, le silicium sur ruban et les couches minces n'étant qu'en démarrage.

Au début des années 1980, l'idée dominante était que la technologie de la couche mince allait ravir la première place au silicium. Il n'en a rien été. Les couches minces cadmium-tellure CdTe ou CIS sont seulement des technologies potentielles, leur niveau de production mondial ne dépassant pas à ce jour quelques MW.

Le silicium, pour sa part, a progressé, atteignant, pour le silicium monocristallin des rendements de 26 % en laboratoire et de 14 % à 18 % en industriel, avec la perspective non irréaliste d'atteindre 17 % dans ce dernier cas en 2010.

Tableau 8 : Rendements des principaux substrats du photovoltaïque
(source : CEA)

	panneau de laboratoire (1 à 100 cm ²)	petite série	industriel (panneau de plusieurs m ²)
silicium cristallin	26 %	22 %	13-16 %
silicium amorphe	12-14 %	8-10 %	7-8 %
CdTe	16 %	10 %	7 %
CIGS	15-18 %	10 %	8 %

On notera que les rendements de conversion sont relativement faibles. Ils sont toutefois en croissance régulière, en particulier pour les productions de laboratoires où de nombreuses filières dépassent les 15 % et où certaines sont dans la gamme 20-30 %.

Au demeurant, la R&D doit non seulement se pencher sur les cellules photovoltaïques mais aussi sur les technologies de stockage de l'électricité, de manière à améliorer la durée de vie des batteries et leur efficacité. De même, il convient d'améliorer les techniques de gestion et de conversion de l'énergie³.

3.2. Des coûts de production du kWh élevés pour le raccordé mais intéressants pour le non raccordé

Pour simplifier, le coût du kWh photovoltaïque est de l'ordre de 3 F / kWh pour une application raccordée au réseau et 10 F / kWh pour une installation isolée.

Pour les installations raccordées, le coût d'investissement est de 60 000 F / kWc sans subvention, et peut être ramené à 15 000 F / kWc avec une subvention.

Si l'on prend le cas d'une installation raccordée produisant 2000 kWh / an, ce qui correspond aux Départements d'outre-mer, le temps de retour sur investissement atteint 24 ans avec un tarif de rachat de 50 cF / kWh et 12 ans avec un tarif de rachat de 1 F / kWh.

³ Un objectif en la matière pourrait être la mise au point de maisons à « énergie zéro », susceptibles de produire l'énergie consommée ultérieurement.

Tableau 9 : Évaluation de la capacité de production du photovoltaïque
(source : CEA)

puissance plein soleil	1000 W / m ²
rendement moyen d'une cellule photoélectrique	10 %
durée journalière pleine puissance	4-5 h par jour
moyenne annuelle pleine puissance	1000-1500 h / an
production journalière	400-500 Wh / jour

Les panneaux solaires proprement dits sont d'un coût élevé à l'achat et représentent environ les deux tiers de l'investissement. Sur 20 ans, leur part dans les coûts complets représente seulement le tiers du total. La fonction de stockage de l'électricité produite, assurée par les batteries, soit 14-15 % de l'investissement, s'élève à 48 % du total des coûts sur 20 ans⁴.

Tableau 10 : Structure de coût d'un petit système photovoltaïque autonome
(source : CEA)

	investissement	coûts complets sur 20 ans
module photovoltaïque	67 %	33 %
batteries	14 %	48 %
régulation	5 %	5 %
autres	14 %	14 %
total	100 %	100 %

Au demeurant une installation photovoltaïque est modulaire. L'effet d'échelle joue donc très peu. Dès lors une installation de 100 kW coûtera quasiment 100 fois le prix d'une installation de 1 kW.

En revanche, en ce qui concerne la fabrication des modules, l'effet de volume se traduit progressivement par une diminution des coûts, qui résulte de volumes de matières premières mises en œuvre plus importants, de l'apprentissage des procédés de fabrication et des actions de recherche et développement visant la diminution des quantités de matière première utilisée et l'amélioration de l'efficacité de la production, par exemple.

Tableau 11 : Évolution du coût des panneaux photovoltaïques
(source : CEA)

période	coûts
années 1980	80-100 F / Watt crête
années 1990	40 F / Watt crête
2000	22 F / Watt crête (US \$ 3)

L'importance des batteries dans le coût final d'une installation est grande. En effet, le coût du kWh d'un système non raccordé est de 3 F/kWh, contre 10 F/kWh pour un système isolé, la différence de 7 F provenant du système de stockage.

Les utilisateurs sont souvent tentés de faire des économies à court terme en optant pour la gamme moins coûteuse des batteries de démarrage, hors d'usage au bout d'un an à

⁴ Dans cet exemple, la durée de vie des batteries est en effet estimée à 4 ans environ.

deux ans dans ce type d'utilisation, au lieu de choisir des batteries tubulaires, trois fois plus chères mais plus appropriées car d'une durée de vie de 10 ans. Nombre de déceptions vis-à-vis des systèmes photovoltaïques proviennent de choix erronés des batteries et non pas des panneaux solaires proprement dits.

3.3. L'importance du photovoltaïque pour les pays en développement et la nécessité d'un marché intérieur comme base de départ

Le solaire photovoltaïque est bien adapté aux faibles besoins, correspondant en réalité à des besoins de survie dans les Pays les moins avancés (PMA)⁵. Ces besoins de survie correspondent à environ 50 W par jour et par habitant, ce qui comprend un peu d'éclairage, une radiocassette, parfois la télévision noir et blanc et des besoins collectifs d'eau potable, assurés par une pompe de quelques kW, du froid sanitaire pour la conservation des médicaments et des vaccins, une liaison en télécommunication, de l'éclairage et la ventilation de l'école.

Dans quelle mesure ces besoins sont-ils solvables ? En réalité, y compris dans les pays les moins avancés, il existe un marché de 50 à 100 F par mois et par famille, correspondant à l'achat de bougies, de piles ou de pétrole.

Ce qui importe, c'est de trouver des systèmes de financement - le pré-paiement ou le leasing avec un opérateur centralisé - adaptés au pouvoir d'achat local, de même que le service rendu. L'expérience montre qu'un programme photovoltaïque est un succès si, bien géré, il dure de 4 à 5 ans et si les utilisateurs sont prêts à payer pour le renouvellement du matériel.

A condition que l'analyse soit suffisamment fine et prenne en compte la totalité des paramètres de décision, on peut démontrer que le solaire photovoltaïque constitue une solution valable pour la production décentralisée d'électricité.

En tout état de cause, les coûts du kWh produit avec un groupe électrogène doivent inclure l'amortissement de l'investissement, le coût du fuel lourd ou du gazole utilisé comme carburants, ainsi que le coût du carburant utilisé dans le transport pour apporter ces derniers sur le site.

Les groupes électrogènes concurrents du photovoltaïque, qui ont une puissance allant de 30 à 50 voire à 100 kW, ont des rendements faibles. En outre, les groupes doivent être surdimensionnés pour pouvoir démarrer le réseau.

L'expérience montre que le coût de production de l'électricité avec un groupe électrogène est compris entre 2 F / kWh et 10 F / kWh. On comprend donc que les petits groupes électrogènes soient en concurrence réelle avec le solaire photovoltaïque.

⁵ Communication de M. Patrick JOURDE, 30 mai 2001.

Tableau 12 : Bases de comparaison pour le kWh solaire
(source : CEA)

raccordement réseau	intervalle de coûts de production pour l'électricité fournie au réseau : 20 cF – 2 F / kWh	coût du solaire : 3 – 5 F / kWh
production décentralisée	petit groupe électrogène (30-100 kW) : 2 – 20 F / kWh	coût du solaire : 5-10 F / kWh

Sur un plan général, « *il existe une complémentarité entre le GigaWatt et le Watt* » selon l'expression de M. Patrick JOURDE⁶.

Les plus pauvres de la planète paient l'énergie la plus archaïque, la plus polluante et la plus chère, les piles chimiques délivrant une énergie au coût de 2500 F/kWh. Le photovoltaïque apporte un service 50 fois supérieur pour un prix final 4 fois moins élevé.

En tout état de cause, il n'est pas toujours pertinent de comparer les coûts du kWh photovoltaïque avec le coût du kWh réseau, dans la mesure où les usages sont très différents. Sur le seul plan de l'analyse économique, le coût du kWh réseau intègre les coûts de production et de distribution. Les coûts du kWh photovoltaïque intègrent trois fonctions : la production, le stockage et l'utilisation.

Le coût du service rendu est donc un meilleur indicateur.

La cible prioritaire pour le photovoltaïque en site isolé est donc celle des pays en développement, compte tenu de l'ampleur et de l'urgence des besoins.

Dans les pays développés, le photovoltaïque en site raccordé ne paraît pas susceptible de conduire à une contribution significative à l'indépendance énergétique.

En effet, un parc installé de 50 MW en France, sous la forme de sites isolés et de sites raccordés, aurait une production de 50 GWh, ce qui représente une contribution négligeable de 0,1 % de la consommation totale et ne permet pas en tout état de cause de répondre aux besoins de puissance.

Comme pour l'éolien, le soutien à ce secteur se justifie essentiellement par le soutien au développement d'un secteur industriel important pour l'exportation.

4. Les progrès à faire sur les technologies clés du stockage de l'électricité

Le problème du stockage de l'énergie est essentiel pour de nombreux usages décentralisés de l'électricité, en particulier lorsque la production est intermittente.

Il s'agit d'une question transversale qui apparaît essentielle à de nombreux experts.

Les systèmes électrochimiques, plomb, lithium métal hydrures, lithium ion, sont encore sans concurrence, pour les années à venir. Leurs limites communes sont d'avoir des énergies pratiques de l'ordre de 1/4 à 1/5 des énergies théoriques correspondant aux matières actives prises isolément, du fait de l'intervention de dispositifs intermédiaires comme les bornes et les électrolytes. Mais une baisse des coûts rapide semble possible pour les systèmes

⁶ Communication du 30 mai 2001.

au lithium les plus performants. Pour les énergies renouvelables, les batteries au plomb semblent encore sans rivales.

4.1. Les batteries au plomb

Les batteries au plomb présentent des performances techniques et économiques inégalées dès lors que les paramètres du poids et du volume sont peu importants et que la fiabilité est un paramètre vital. L'énergie stockée est en effet de 30 Wh/kg et le prix de l'ordre de 500 F/kWh. Les batteries à plaques conviennent lorsque la priorité est la puissance au démarrage. Les batteries tubulaires présentent quant à elles l'avantage d'avoir une durée de vie supérieure. Ces dernières sont utilisées pour les installations isolées de solaire photovoltaïque.

Des améliorations de performances des batteries au plomb sont possibles, notamment grâce à une meilleure connaissance des mécanismes de dégradation des électrodes dans le but d'améliorer leur durée de vie et grâce à la mise au point de systèmes de gestion de la charge et de la décharge.

4.2. Les batteries Ni-Cd

Les batteries Ni-Cd sont plus coûteuses que leurs homologues au plomb, avec un rapport qualité-prix qui n'est toutefois pas excellent. La Commission européenne a cherché un temps leur bannissement pour des raisons de protection de l'environnement mais ce projet a été abandonné à la mi-2001 en faveur d'une restriction probable à l'avenir de leurs possibilités d'utilisation.

En raison d'une très bonne robustesse, elles sont utilisées comme systèmes de sécurité, dans une proportion de 10 % du total, contre 90 % pour les batteries au plomb. Le nombre de cycles opérés par les batteries Ni-Cd n'est pas réduit, à condition toutefois que des précautions d'utilisation soient prises. On trouve des batteries Ni-Cd dans les satellites en orbite basse, dont la durée de vie n'excède pas 5 années. En tout état de cause, les batteries Ni-Cd n'ont pas d'intérêt pour les applications des énergies renouvelables, sauf pour les climats rigoureux où leur tenue au froid peut constituer un avantage.

4.3. Les systèmes Ni-Métal hydrures

Les accumulateurs nickel – métal hydrures ont une forte densité énergétique, supérieure à celle des batteries au plomb et au nickel – cadmium, ce qui leur ouvre le champ des applications portables.

Leur prix est trop élevé pour les applications des énergies renouvelables. Leur usage est donc réservé à des équipements très onéreux, où la fiabilité et la durée de vie sont des paramètres fondamentaux.

C'est pourquoi on trouve des systèmes Ni-Métal hydrures dans les satellites en orbite haute, ces systèmes étant toutefois concurrencés par les batteries lithium-ion.

4.4. Les batteries au lithium

Les accumulateurs au lithium présentent l'avantage d'avoir une densité d'énergie 5 fois plus importante que ceux au plomb, avec une densité de 150 Wh / kg. Le lithium possède un autre avantage, celui d'avoir une masse volumique très faible, les piles au lithium étant en conséquence légères.

Le coût en est toutefois 20 fois plus élevé (10 000 F / kWh).

Toutefois, les baisses de prix devraient être rapides, le coût de 0,6 euros / Wh étant envisageable du fait de l'entrée en production d'usines chinoises. Le coût de la matière dite négative, qui comprend du carbone, devrait baisser rapidement de 150 F/kg à 60-70 F/kg. La matière dite positive comprend du cobalt, métal stratégique dont le prix est variable, devrait passer de 380 F/kg à 200 F/kg, avec un recyclage dans les aciers.

Il faut par ailleurs signaler un nouveau concept d'accumulateur au lithium, l'accumulateur lithium métal polymère mise au point au Québec, sur la base de travaux de recherche réalisés par HydroQuébec. Dans cet accumulateur, l'électrolyte, qui est solide, se présente sous la forme de plusieurs feuilles minces de polymères.

Le tableau ci-après, qui résume et précise dans certains cas les considérations précédentes, compare les performances des différents types de batteries.

Tableau 13 : Principales caractéristiques des technologies des batteries

	densité énergétique	coût	nb de cycles à 100 % de profondeur ⁷	remarque
Plomb	30 Wh/kg	500 F / kWh installé	- 200 cycles statiques - 1000 cycles en traction	- baisses de prix limitées - progrès à attendre sur la durée de vie des électrodes - améliorations possibles de la gestion des cycles
Ni-Cd			- 3000 cycles théoriques avec effet mémoire important qui doit être contrecarré - 400 cycles pour les petits systèmes	- domaine d'application probablement limité à l'avenir
Ni-Hydrures métalliques			performances voisines de celles du Ni-Cd	
Lithium ion	150 Wh/kg	10 000 F / kWh	- 1000 cycles pour les systèmes à forte capacité - 150-500 pour les petits systèmes	baisse rapide du prix du lithium

4.5. Les accumulateurs sous pression

Les systèmes aluminium-air et zinc-air sont des systèmes mécaniquement ou électriquement rechargeables, auxquels on apporte du combustible et dont on change les

⁷ le nombre de cycles à 30 % de la capacité totale est très supérieur à 3 fois le nombre de cycles à 100 % de la profondeur.

électrodes⁸. Ces systèmes ont fait l'objet de travaux de recherche importants à la fin des années 1985-1990, notamment au Royaume Uni.

Les recherches ont repris aujourd'hui aux États-Unis, en raison de l'abondance de l'aluminium et de la possibilité de récupérer les matières. Les limites de ces systèmes sont d'une part une puissance trop faible et d'autre part une durée de vie insuffisante.

4.6. La pile à combustible

La question de l'hydrogène apparaît de deux façons, à propos des énergies renouvelables, soit que l'on utilise l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité, soit que l'on considère la pile à combustible comme faisant partie du groupe des énergies renouvelables.

Le stockage de l'électricité produite par une source d'énergie renouvelable comme une éolienne ou des panneaux photovoltaïques pourrait en théorie être assuré par l'électrolyse de l'eau qui donne lieu à la formation d'hydrogène et d'oxygène, ces deux gaz pouvant être stockés en tant que de besoin. Une pile à combustible alimentée par ces gaz permettrait ensuite de restituer le courant à la demande.

La mise en œuvre de ce schéma séduisant se heurte toutefois à des difficultés techniques et des obstacles économiques qui peuvent faire douter de sa viabilité.

En effet, à partir d'1 kWh sorti de l'éolienne, l'électrolyseur, situé en pied d'éolienne ou non, produit 0,5 kWh d'hydrogène, le rendement étant de 50 %. Le rendement électrogène de la pile à combustible est pour sa part de 40 %. On aboutit donc à un rendement global de 20 %. Sans prise en compte d'aucune charge d'investissement considérable ou de maintenance, le coût du kWh final apparaît 5 fois supérieur au coût du kWh initial. Le recours à une batterie dont les pertes ne dépassent pas 20 à 30 %, est donc, en l'état actuel des choses, préférable.

Compte tenu de l'importance probable de la chaîne de l'hydrogène à l'avenir, la direction de la recherche et du développement d'EDF conduit des travaux sur la mise au point d'une telle chaîne de stockage et de restitution. Des recherches sont également menées par HydroQuébec.

L'objectif central dans ces cas est l'amélioration du rendement de l'électrolyse pour des équipements de faible puissance ou au contraire pour des procédés à l'échelle industrielle utilisant le courant électrique produit par des centrales hydroélectriques ou électronucléaires.

5. La géothermie haute température pour la production d'électricité

La géothermie haute température permet la production directe d'électricité grâce à l'utilisation dans des turbines de la vapeur d'eau extraite de roches chaudes. Des réalisations exemplaires existent d'ores et déjà dont les principes pourraient être exportés. Mais, pour un véritable développement, la géothermie haute température exigerait des efforts de R & D

⁸ Une électrode ne fonctionne qu'une seule fois, suivant la transformation $Al \rightarrow Al(OH)_3$.

visant à faire baisser les coûts d'exploration et de forage, efforts qui ne sont pas conduits à un niveau suffisant pour le moment.

5.1. Une réalisation très concluante aux plans technique et économique à Bouillante en Guadeloupe

Les petites Antilles sont des îles volcaniques à l'aplomb d'une zone de subduction, où la plaque tectonique atlantique passe sous la plaque tectonique caraïbe. Le volcanisme y est toujours actif, ce qui fait de plusieurs de ces îles, dont la Guadeloupe, des lieux propices à l'exploitation des ressources géothermiques.

Les années 1970-1975 ont vu le BRGM et EDF conduire un effort important de prospection de sites qualifiables pour la géothermie. Une recherche préalable a conduit à sélectionner les localités dont les noms font référence à des sources d'eau chaude ou de vapeur. Le site guadeloupéen de Bouillante, appelé autrefois Fontaines Bouillantes, sur la côte ouest de la Basse Terre, a fait alors l'objet de quatre forages, B01 à B04. B02 qui se révéla productif constitue le forage d'exploitation actuel. Le forage B04 a été stimulé en 1999 et complétera la production de B02 pour faire passer la puissance nominale de la centrale de 3,5 MW actuellement à 5 MW.

Il s'agit d'un site de géothermie à haute température où des infiltrations d'eau de pluie et d'eau de mer se produisent par des fissures rocheuses. L'eau d'infiltration se réchauffe à grande profondeur sur des roches fracturées du volcan et remonte vers la surface à travers des failles.

Le puits d'exploitation qui est relativement peu profond – environ 300 mètres –, délivre en surface un mélange eau-vapeur à près de 200 °C, avec un débit de 115 tonnes par heure. La vapeur séparée en deux temps entraîne une turbine couplée à un alternateur. Les difficultés initiales de fonctionnement sont aujourd'hui résolues, lui permettant d'atteindre une disponibilité de 98 %⁹.

Le coût de production de l'électricité est à Bouillante inférieur à 20 cF / kWh, dans une configuration toutefois particulière puisque la centrale construite par EDF a ensuite été rachetée par le BRGM pour 1 F symbolique et que le coût de 20 cF / kWh ne comprend pas l'amortissement des installations.

Le prix de rachat par EDF de l'électricité produite à Bouillante est à l'heure actuelle de 53 cF / kWh.

Des points de comparaison de coûts existent aux États-Unis. Les statistiques américaines font état de coût de production de 3-5 c\$ / kWh, amortissement compris, ce qui confirme l'intérêt exceptionnel de la géothermie haute température pour la production d'électricité.

Les données économiques sur Bouillante II sont les suivantes :

- investissement de 150 millions F comprenant les forages, la construction de la centrale, l'amenée de vapeur d'eau à 500 m, le refroidissement du fluide en terminal

⁹ La société d'exploitation, Géothermie Bouillante, est une filiale commune du BRGM et d'EDF.

- puissance de 12 MW
- coût d'investissement de 11 000 F / kWe.

Des gains de procédés ont d'ores et déjà été obtenus. D'autres pourraient l'être, notamment en mettant en place un cycle combiné.

Pour autant, la géothermie possède également des marges de croissance très importantes.

Les nouveaux puits réalisés à proximité du premier site dit Bouillante I devraient apporter dès décembre 2002 une puissance additionnelle de 11 MW¹⁰. Cet investissement dit de Bouillante II s'élève à 150 millions de francs, financé sur fonds propres et emprunt, l'État ayant seulement apporté sa garantie à l'emprunt.

Par ailleurs, les prévisions sur l'énergie mobilisable à quelques kilomètres au nord de Bouillante, à la Pointe à Lézard, font état de 30 à 40 MW exploitables.

Cette zone fait partie du Parc national mais un programme d'intérêt général (PIG) devrait permettre de réaliser le projet, moyennant des précautions redoublées au niveau des constructions et des emprises au sol.

5.2. Des technologies à exporter

Le potentiel géothermique des îles voisines de la Guadeloupe est considérable. Le Gouvernement de Sainte Lucie a d'ores et déjà décidé de faire appel aux compétences de la société Géothermie Bouillante pour l'étude détaillée d'un projet d'équipement.

Par ailleurs, le potentiel géothermique de l'île voisine de la Dominique est évalué à 50 MW, au minimum, et peut-être à 100 MW, ce qui constituerait, en cas d'interconnexion, une ressource d'exportation très importante en valeur relative pour cette île où la puissance appelée ne dépasse pas 13 MW.

C'est d'ailleurs pour être à même de présenter un projet exportable dans d'autres îles que l'extension de puissance de Bouillante II a été limitée à 10 MW et conçue sous la forme d'une usine très compacte.

Ce type de centrale géothermique pour la production d'électricité devrait pouvoir être dupliqué dans tout l'arc des Caraïbes et trouver également des applications aux Philippines, en Indonésie et en Amérique centrale. Le BRGM entend ainsi non seulement apporter une contribution à l'économie des DOM mais aussi forger un savoir-faire exportable sur les marchés internationaux.

La Guadeloupe peut devenir un centre d'expertise et d'exportation pour les technologies des énergies renouvelables dans la zone des Caraïbes.

¹⁰ Les coûts des forages sont les suivants : 17 millions F pour le premier, 15 pour le second et 11 pour le troisième.

6. Le solaire thermodynamique, de nouveau à l'ordre du jour pour les pays du Sud

6.1. La vogue soudaine et l'abandon prématuré du solaire thermodynamique en France

Le CNRS s'est impliqué dans la R & D sur la concentration solaire dès le début des années 1970. Une étude prospective sur le solaire avait conclu dès 1974 qu'une innovation majeure dans le domaine du photovoltaïque était peu probable et qu'il convenait en conséquence d'explorer d'autres voies. Ce diagnostic s'est vérifié.

En tout état de cause, la chaleur est non seulement utilisable dans la production d'électricité mais également dans de nombreux process industriels, ainsi que dans la désalinisation et la réfrigération.

Dans ces conditions, les techniques de concentration revêtaient une importance majeure, de même que les techniques permettant de suivre le soleil.

L'on n'a malheureusement retenu des recherches conduites dans ce domaine que l'échec économique de la centrale solaire Thémis principalement dû à un ensoleillement insuffisant, alors que de nombreux succès techniques ont été remportés grâce à cette installation. En réalité, la centrale Thémis a été réalisée d'une manière précipitée. S'il n'est pas critiquable, au contraire, que la décision de la construire ait été prise rapidement, en revanche les solutions technologiques qui ont été retenues n'ont pas été assez approfondies.

En tout état de cause, le solaire thermique ne saurait être abandonné, bien au contraire.

6.2. Les nouvelles technologies du solaire thermodynamique, proches de la compétitivité

Trois technologies sont aujourd'hui disponibles pour produire de l'électricité directement à partir de l'énergie solaire thermique : les paraboles solaires Dish-Sterling, les centrales cylindro-paraboliques et les centrales à tour (voir tableau ci-après)¹¹.

Ces technologies, qui souffrent en France d'un discrédit certain suite à l'échec économique de la centrale Thémis, font l'objet de développements dans de nombreux autres pays.

Leur rentabilité économique est en effet prouvée ou proche, ce qui leur ouvre des perspectives importantes dans les nombreux pays du pourtour méditerranéen, d'Afrique ou d'Amérique latine, qui bénéficient d'un ensoleillement important en ciel clair.

¹¹ Communication de M. Edouard FABRE, CNRS, 4 juillet 2001.

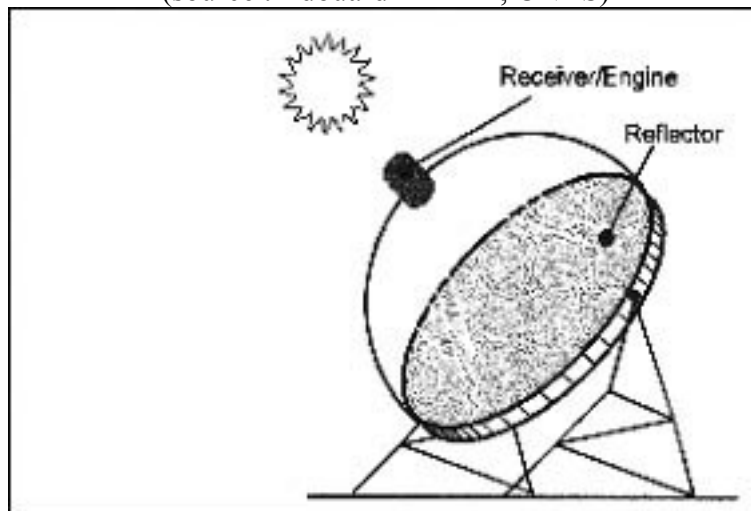
Tableau 14 : Caractéristiques principales des technologies de l'électricité solaire thermique
(Source : Édouard FABRE, CNRS)

	paraboles solaires	centrales solaires cylindro-parabolique	centrales solaires à tour
description	<ul style="list-style-type: none"> • miroir parabolique • diamètre : 10 m • concentration du rayonnement sur un moteur Stirling à combustion externe (le gaz moteur fait un cycle fermé) 	<ul style="list-style-type: none"> • auge paraboliques (rayon de courbure : 2-2,5m ; longueur 20 m) • rayonnement concentré sur un tube comprenant un fluide caloporteur porté à 300-400 °C • le fluide actionne une turbine à vapeur 	<ul style="list-style-type: none"> • concentrateur à tour avec collecteur • héliostats renvoyant le rayonnement sur le concentrateur • réchauffement d'un fluide (sel fondu, air ou sodium) • turbine à vapeur
puissance	1-50 kWe	1-80 MWe	10-100 MWe
domaine d'application	solutions distribuées	production centralisée d'électricité	production centralisée d'électricité

6.2.1. Les paraboles solaires Dish-Sterling

Dans le système de parabole solaire Dish-Sterling, les rayonnements solaires sont focalisés grâce à une parabole réfléchissante sur un élément comprenant le receveur et le moteur. Le receveur est en général du sodium porté à 700-800 °C qui constitue la source chaude du moteur à combustion externe Sterling, celui-ci fonctionnant en cycle fermé avec de l'hélium ou de l'hydrogène comme gaz moteur.

Figure 1 : Parabole solaire Dish-Sterling à moteur thermique de puissance 1 à 50 kWe
(source : Édouard FABRE, CNRS)



Une variante existe où le moteur Sterling à cycle ouvert est remplacé par un cycle ouvert Brayton, dont le fluide est l'air.

Le facteur de concentration d'une parabole solaire Dish-Sterling est d'environ 1000. Le rendement énergie solaire \Rightarrow énergie électrique est de 20 à 30 %, ce qui veut dire qu'une énergie solaire de 1 kW donne lieu à 200-300 We.

Une condition de fonctionnement du système Dish-Sterling est que le collecteur suive le soleil, ce qui ne pose pas de difficulté particulière. La puissance est de 1 à 30 kWe. Une hybridation est possible avec du gaz naturel pour étendre la période de fonctionnement quotidienne.

La technologie de ce système est assez développée, les problèmes de tenue du récepteur thermique et de corrosion étant presque totalement résolus.

Les modèles les plus importants, dans l'état actuel de la technique, présentent une surface de 400 m², pour une puissance de 40 kW. Des champs de 40 paraboles solaires atteignant au total une puissance de 1 MW sont à l'étude en Australie, aux États-Unis et en Espagne.

Cette technologie se caractérise par un coût d'investissement relativement élevé (voir tableau ci-après).

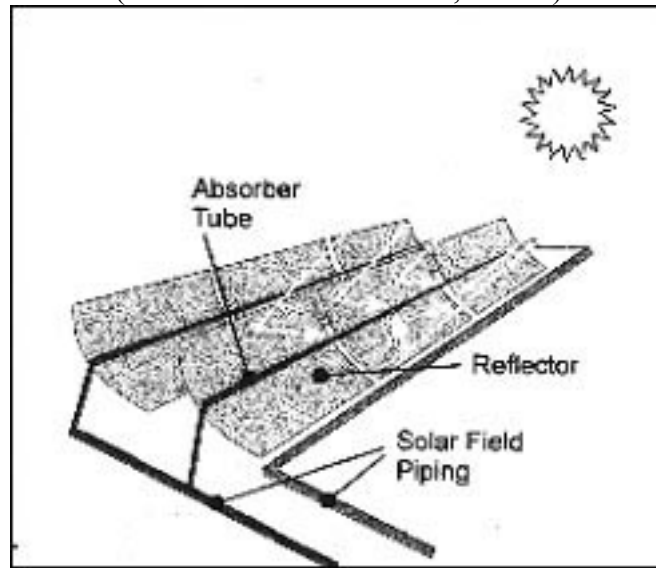
Tableau 15 : Données économiques relatives aux paraboles solaires Dish-Sterling
(Source : Édouard FABRE, CNRS)

	États-Unis	Europe (consortium EuroDish)	remarques
coût d'investissement	7000-8000 \$ / kWe	5500 euros / kWe	• l'objectif d'EuroDish est de diminuer le coût à 2500 euros / kWe
coût d'exploitation	nc	nc	• pas de données disponibles sur le coût du kWh

6.2.2. Les centrales solaires cylindro-paraboliques

Les centrales solaires cylindro-paraboliques sont constituées d'un ensemble de concentrateurs cylindro-paraboliques de 4-5 mètres de diamètre et de 20 mètres de longueur. Chaque concentrateur est parcouru dans le sens de la longueur par un tube en verre sous vide comprenant en son centre un tube en métal recouvert d'une peinture absorbante, où circule le fluide caloporteur, en général une huile de synthèse. Le fluide caloporteur sert à générer de la vapeur, qui, elle-même, actionne une turbine.

Figure 2 : Élément d'une centrale solaire cylindro-parabolique de 1 à 80 MWe
(source : Édouard FABRE, CNRS)



La configuration type d'une telle centrale comprend plusieurs dizaines de concentrateurs sur une superficie très étendue, par exemple 1 mile² pour une puissance de 1 à 80 MWe.

Le facteur de concentration de chaque dispositif est de 30 à 100. La température du fluide est de 350 à 470 °C. Le rendement énergie solaire \Rightarrow énergie électrique est de 10 à 14 %.

Une des limitations principales de cette technologie est que les collecteurs sont fixes et ne peuvent suivre le soleil en inclinaison, ce qui réduit le rendement en hiver.

Cette technologie est d'ores et déjà diffusée sur un plan commercial. L'ensemble des unités implantées aux États-Unis, principalement en Californie, devraient avoir une puissance de 350 MWe. De nombreux projets de 5 à 100 MWe sont en développement, aux États-Unis, en Espagne, en Italie, en Australie et dans quelques pays en développement.

L'un des axes de perfectionnement de cette technologie est la mise au point du stockage thermique, valide pendant des durées de 5 à 6 heures. Les matériaux utilisés sont la roche, le béton ou les sels fondus ($\text{NaNO}_3 + \text{KNO}_3$). Les coûts de ces techniques de stockage de la chaleur sont encore élevés : 20 - 40 \$ / kWh_{th}.

L'hybridation de ce type de centrale avec d'autres technologies de réchauffement du fluide caloporteur par du gaz naturel est évidemment possible et envisagée dans plusieurs projets.

Un projet récent en coopération entre l'Allemagne et l'Espagne a pour but le remplacement du fluide caloporteur par de la vapeur d'eau portée à 400 °C sous 30-100 bars. En atteignant 500 °C, le rendement atteindrait 20 % pour des installations de 50-100 MW.

Le coût des concentrateurs représente près de 60 % du coût d'une centrale solaire cylindro-parabolique, le stockage comptant pour 10 à 15 %.

Tableau 16 : Données économiques relatives aux centrales solaires cylindro-paraboliques
(Source : Édouard FABRE, CNRS)

	États-Unis	Europe (consortium EuroDish)	remarques
coût d'investissement	2500-3500 \$ / kWe	5000 euros / kWe	• l'objectif d'EuroDish est de réduire le coût à 2500-3000 euros / kWe (200 euros / m ² de collecteur)
coût d'exploitation	12-14 c\$ / kWh (90 cF / kWh)		

Le surcoût d'investissement du solaire cylindro-parabolique par rapport à l'éolien est au total d'un facteur 2.

Les États-Unis sont incontestablement en avance par rapport à l'Europe, du fait de l'existence de réalisations industrielles et d'une commercialisation aidée par des subventions. Une puissance d'environ 350 MWe est raccordée au réseau aux États-Unis.

Toutefois le projet européen LUCASOL, mené conjointement par l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume Uni, la Suisse et Israël, devrait permettre de réduire en partie ce retard. Il s'agit de construire une centrale solaire cylindro-parabolique de 50 MWe et 374 000 m² de capteurs, à Almeria, pour un investissement de 130 millions d'euros.

6.2.3. Les centrales à tour solaire

Les centrales thermiques solaires à tour sont constituées d'un champ de miroirs orientables réfléchissant tout le rayonnement solaire sur une tour¹². Le facteur de concentration est de 700 à 1000.

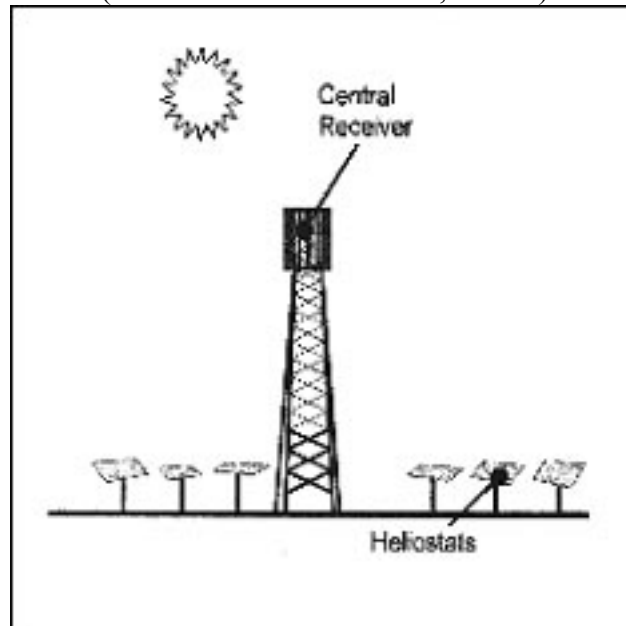
La tour comprend un collecteur thermique dans lequel circule le fluide caloporteur, constitué par des sels fondus¹³ à 560 °C ou par un gaz à 800 °C¹⁴, selon les concepteurs. Dans le cas de l'utilisation des sels fondus, le fluide caloporteur peut être stocké dans des réservoirs intermédiaires, avant de produire la vapeur actionnant une turbine, ce qui permet d'envisager une production 24h/24.

¹² La valeur moyenne est en conséquence proche de la valeur crête.

¹³ nitrate de sodium ou de potassium.

¹⁴ le gaz caloporteur peut être simplement de l'air.

Figure 3 : Centrale solaire à tour de 10 à 100 MWe
(source : Édouard FABRE, CNRS)



Cette technologie, qui est encore en développement, se traduit par un rendement de 10 à 15 %, l'objectif étant de parvenir à 20-22 %.

Une centrale de ce type, de 10 MWe, intitulée Solar II, a fonctionné pendant quelques milliers d'heures à Barstow en Californie du sud. Le principal problème rencontré par ce type de centrales est la corrosion résultant de l'utilisation de sels fondus, un problème qui semble toutefois en voie de solution. Les champs d'héliostats, afin d'éviter les ombrages respectifs, doivent être assez étendus, en tout cas davantage que pour les dispositifs cylindro-paraboliques. Par ailleurs, des dispositifs de suivi du soleil sont nécessaires et demandent un entretien.

Les centrales à tour connaissent une nouvelle actualité en Europe, avec plusieurs projets en cours de finalisation.

La centrale Solar III sera construite en Espagne dans le cadre d'une coopération Etats-Unis-Espagne, sur la base des technologies américaines de Solar II, en visant un fonctionnement 24h/24. Le projet germano-ibérique PS10 de 10 MW, qui a pour principale caractéristique d'utiliser l'air comme caloporteur, est en voie d'approbation financière. Il existe d'autres projets dans les pays en développement, notamment en Jordanie avec un projet de 30 MW à air. Ces projets sont souvent liés à des financements internationaux, le Global Environment Facility et la Banque mondiale, notamment, étant parties prenantes.

Un projet ambitieux de 100-150 MW est en cours d'étude, dont les héliostats élémentaires auraient 25 mètres de côté et dont le champ solaire atteindrait 4 km de rayon.

La décomposition du coût d'une centrale solaire à tour est indiquée dans le tableau suivant, hors prix du terrain.

Tableau 17 : Ventilation des coûts d'une centrale solaire à tour
Source : Édouard FABRE, CNRS

poste de dépenses	en % du total
champ solaire	40-45
tour et stockage	25
centrale de production de l'électricité	20
divers	5-10
total	100

Les coûts d'investissement et d'exploitation des centrales solaires cylindro-paraboliques sont d'ores et déjà intéressants, car à la limite de la compétitivité par rapport aux techniques classiques centralisées de production de l'électricité (voir tableau ci-après).

Tableau 18 : Données économiques relatives aux centrales solaires cylindro-paraboliques
(source : Édouard FABRE, CNRS)

	États-Unis	Europe	remarques
coût d'investissement	4500 \$ / kWe	<ul style="list-style-type: none"> • Solar III – 24h/24 : 5600 euros / kWe • PS10 – sans stockage : 3000 euros / kWe 	<ul style="list-style-type: none"> • l'objectif est de parvenir à 2500-3000 euros / kWe avec stockage
coût d'exploitation	10-20 cEuros / kWh		<ul style="list-style-type: none"> • l'objectif est de parvenir à 5-8 cEuros / kWh

Le coût d'investissement pour une centrale solaire à tour reste supérieur d'un facteur 2, voire un peu plus, à celui de l'éolien. Il est en revanche inférieur de moitié à celui du photovoltaïque. En outre, cette technologie présente l'avantage d'avoir résolu la question du stockage et de permettre un fonctionnement 24h/24.

Une telle technologie ne peut convenir que pour les régions du globe où l'ensoleillement est supérieur ou égal à 1500-1600 kWh/(m².an)¹⁵.

6.2.4. Les perspectives économiques de l'électricité thermique solaire

Il existe des compétences en France, au CEA et à EDF, pour les centrales solaires à tour. En outre, des industriels comme Saint Gobain Espagne, déjà partenaire dans le projet espagnol Solar III, sont intéressés par les débouchés offerts par cette technologie.

La France n'est pas une terre d'élection pour ce type de centrale. Si la centrale Thémis a été un succès technique, ce prototype a été un échec économique, faute de conditions d'ensoleillement satisfaisantes. Mais les marchés à l'exportation pourraient se révéler importants.

Il est essentiel de prendre conscience des ordres de grandeur des puissances installées dans les pays en développement pour mesurer quel pourrait y être l'apport de centrales solaires.

¹⁵ Dans le cas de Barstow, la valeur de ce paramètre est de 2000 à 2700 kW.

En France la capacité de production d'électricité installée est de l'ordre de 100 GW et aux Etats-Unis d'environ 400 GW. L'apport d'une centrale solaire cylindro-parabolique ou d'une centrale solaire à tour peut paraître hors de proportion avec les besoins globaux en électricité. Au contraire, les pays du pourtour de la Méditerranée, le Maroc, l'Algérie, la Tunisie, par exemple, ne disposent que de quelques GW de puissance installée. Une centrale solaire à tour de 100 MWe apporterait d'un coup une augmentation de près de 10 % de la capacité. L'impact serait donc massif.

S'agissant des coûts de production du kWh, les centrales solaires, cylindro-paraboliques ou à tour ne doivent pas être comparées avec les technologies des pays développés, centrales nucléaires, thermiques au charbon ou centrales à gaz à cycle combiné.

La base de comparaison doit être au contraire les techniques actuellement en service dans les pays en développement, le plus souvent des groupes diesel électrogènes. Par rapport à cette dernière filière, l'électricité thermique solaire et même le solaire photovoltaïque sont compétitifs (voir tableau ci-après).

Tableau 19 : Coût du kWh produit par des groupes diesel électrogènes
(source : Patrick JOURDE, CEA)

	groupes diesel électrogènes de forte puissance	groupes diesel électrogènes de faible puissance
coût du kWh	1 F / kWh	20 F / kWh

6.3. Des perspectives brillantes pour les pays à fort ensoleillement

L'aventure de Thémis ne saurait clore le chapitre de l'électricité thermique solaire dans notre pays, bien au contraire. Le solaire thermodynamique est en effet à l'échelle des besoins énergétiques du monde¹⁶.

Une centrale thermique solaire d'une puissance équivalente à celle d'une centrale nucléaire occuperait une surface de quelques 100 km². La production mondiale d'électricité équivaut par ailleurs à un millier de centrales nucléaires. L'équivalent en termes de superficie occupée par des centrales solaires équivalentes est donc de 100 000 km². Or la superficie des déserts situés dans des parties à ensoleillement garanti en ciel clair est largement supérieure à 100 000 km². A titre d'exemple, le seul désert de Californie est lui-même une superficie de 100 000 km².

Dans certains pays développés comme les Etats-Unis, les centrales solaires pourraient fournir une contribution significative. En effet, ce sont près de 1300 centrales de 300 MW qui devront être construites en Amérique du Nord dans les vingt prochaines années. Si la lutte contre le changement climatique devait s'intensifier brutalement, les atouts des centrales solaires, déjà grands, seraient renforcés d'autant.

Les techniques mises en œuvre par le solaire thermique ne sont pas « *élégantes* », selon les canons de la mode high-tech. Mais cette filière constitue un recours dans le cas d'un problème climatique majeur.

¹⁶ Communication de M. Pierre MATARASSO, CNRS, 4 juillet 2001.

Dans l'intervalle, l'électricité thermique solaire est en compétition avec l'éolien mais aussi avec les réacteurs nucléaires de petite taille. Un véritable enjeu pour la politique énergétique mondiale est de positionner les différentes filières les unes par rapport aux autres.

Le solaire thermique présente l'intérêt de conduire à la production d'électricité ou à celle d'hydrogène. Ses deux inconvénients sont de nécessiter des réseaux de distribution dans le cas de centrales solaires de grande taille et, dans tous les cas, de ne pouvoir fonctionner qu'avec un ensoleillement fort en ciel clair¹⁷.

Il paraît en conséquence indispensable non seulement de donner une place au solaire thermique dans la prospective énergétique, mais également de relancer la R & D sur cette filière de préférence à une simple veille technologique.

II.- Le thermique et les carburants renouvelables, des réponses essentielles aux graves problèmes français du résidentiel, du tertiaire et des transports

Les multiples techniques qui sont associées à la production de chaleur ou de carburant, ne bénéficient aujourd'hui ni de l'attention des populations ni de celle des pouvoirs publics.

Alors que près de 80 % de l'électricité consommée est produite par une filière nationale dont le solde exportateur est considérable – de l'ordre de 30 milliards F¹⁸ –, l'attention est monopolisée sur les énergies renouvelables permettant la production d'électricité.

A l'inverse, les possibilités offertes par les énergies renouvelables pour la production de chaleur, de froid ou de carburants sont mal connues alors que la consommation d'énergie dans les transports et le résidentiel-tertiaire représentent 71 % de la consommation d'énergie finale française.

Pour autant, la géothermie basse température et les réseaux de chaleur ont fait leurs preuves et pourraient encore progresser. Les pompes à chaleur permettent également des économies de chauffage considérables et devraient retrouver une actualité, en particulier avec les systèmes à sorption qui sont capables de faire du froid, de l'amplification de chaleur et du relevage de température à partir d'une source de chaleur.

Le solaire thermique est également une voie intéressante en termes d'économies d'énergie et de marchés à l'exportation. L'habitat bioclimatique et les nouvelles techniques de stockage de la chaleur constituent également des voies d'avenir.

Enfin, de nombreux pays qui n'ont pas toujours les ressources agricoles de la France, accordent une nouvelle priorité aux biocarburants et aux biotechnologies, montrant ainsi la voie à notre pays.

¹⁷ pour atteindre des rendements élevés et éviter les chocs thermiques.

¹⁸ L'aval du cycle nucléaire – tome II : les coûts de production de l'électricité, par M. Christian BATAILLE et M. Robert GALLEY, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 1359, Sénat n° 195, Paris, février 1999.

1. Les succès de la géothermie basse température et des réseaux de chaleur

La géothermie basse température a donné lieu à des réalisations intéressantes pour le chauffage urbain et l'industrie dans le Bassin parisien et en Aquitaine.

Il semble important de reprendre les études sur le sous-sol de la France, études qui sont à l'arrêt depuis la fin des années 1970. Avec une révision des conditions fiscales, de nouvelles applications devraient alors reprendre.

1.1. Une technique aujourd'hui maîtrisée

Avec ses expériences de géothermie basse température conduites dans le Bassin parisien et en Aquitaine, la France a longtemps été un pionnier mais n'occupe plus aujourd'hui que le 10^{ème} rang mondial.

Au plan technique, la géothermie basse température, qui consiste à utiliser des aquifères d'une température comprise entre 50 et 120 °C, a résolu quasiment toutes ses difficultés techniques. Les problèmes de corrosion en milieu salin et ceux occasionnés par d'éventuelles bactéries sont aujourd'hui maîtrisés. De fait, la CFG et le BRGM ont développé des techniques de contrôle de la corrosion qui permettent aujourd'hui de signer dans des conditions économiques satisfaisantes des contrats de maintenance sur 14 ans. Dorénavant, la question essentielle est donc celle de l'adéquation des ressources aux besoins de chaleur.

Les principales applications de ce type sont d'une part le chauffage collectif de grands ensembles locatifs dans le Bassin parisien, dont une cinquantaine de réalisations sont en fonctionnement, et, d'autre part, des serres agricoles en Aquitaine.

Ainsi, 145 000 logements sont actuellement chauffés en France grâce à la géothermie, essentiellement dans le Bassin parisien. L'équivalent en énergie est de 120 000 tep par an ou 1,4 GWth par an.

Les réalisations du Bassin parisien sont incontestablement des expériences concluantes mais qui n'ont toutefois pas empêché, dans les années 1970-1980, la géothermie d'avoir une image négative pour des questions de non-rentabilité supposée et de problèmes de corrosion non maîtrisés. Or ces deux assertions sont totalement fausses aujourd'hui.

La géothermie a subi une perte d'intérêt avec la baisse des prix du pétrole. Mais la volatilité actuelle des prix des hydrocarbures ainsi que l'exemple de certains autres pays européens doivent lui redonner du lustre.

1.3. Des performances économiques intéressantes

Le coût du MWh_{th} géothermique ressortait à moins de 70 F HT en 1998, ce qui est un niveau attractif et témoigne de l'intérêt qu'il y aurait de développer la géothermie basse température dans notre pays.

La géothermie devrait être promue pour les possibilités qu'elle offre, non seulement pour le chauffage mais aussi pour la climatisation. A ce titre, une labélisation et une normalisation devraient être mises au point et proposées aux consommateurs¹⁹.

Une autre cible devrait également être visée, celle des entreprises. Ainsi la Maison de la Radio à Paris et l'immeuble de l'ADEME sont chauffés par géothermie. D'autres exemples existent, comme le CEA à Bruyères-le-Chatel, ou l'immeuble Esso à Bègles.

Des recherches devraient également porter sur le couplage de la géothermie avec le solaire, l'éolien ou encore la biomasse ou les déchets.

1.3. La géothermie en réseau de chaleur

Les paramètres fondamentaux de la géothermie pour l'exploitation d'un réseau de chaleur sont la température et le débit de l'eau chaude tirée par forage de la nappe phréatique. Lorsque l'évolution de ces deux paramètres est défavorable, l'exploitation est arrêtée. Dans de nombreux cas, il est possible, au moyen de nouveaux forages au demeurant coûteux, de prolonger le fonctionnement. La durée de vie de la trentaine de réseaux français de géothermie actuellement opérationnels devrait encore être de 50 à 60 ans.

Un réseau de géothermie peut s'étendre sur 5 à 8 km, les pertes moyennes au km étant de 5 à 8 % également. Les études pour des réseaux plus étendus, comme celui imaginé à Pierrelatte, ne sont pas concluantes, compte tenu de l'évolution des prix de l'énergie.

En 2000, le nombre total de réseaux de chaleur fondés sur la géothermie est d'environ une trentaine.

Les coûts d'investissement (forages et réseau) d'un réseau basé sur la géothermie sont importants. Les financements se font sur 20 à 30 ans. L'exploitation d'un réseau datant de 1971 comme celui de Melun, continue d'être satisfaisante, la nappe étant inépuisable.

Les coûts variables sont essentiellement dus au coût de l'électricité de pompage et à la maintenance.

L'amortissement ne pèse plus sur un réseau comme sur celui de Melun, ce qui rend dans ce cas la géothermie compétitive par rapport à un réseau de chaleur reposant sur le fuel. Au contraire, dans le cas d'un réseau datant des années 1980, elle n'est pas compétitive.

coût de la géothermie en réseau de chaleur (chaleur livrée au pied de l'immeuble):	
installations amorties :	< 200 F / MWh
installations récentes :	≈ 300 F / MWh

L'investissement dans un réseau de géothermie est une décision lourde pour une collectivité locale, dont la pertinence dépend des fluctuations des énergies. Une fois le réseau amorti, le coût marginal est faible.

¹⁹ P. JOURDE, audition du 4 juillet 2001.

Pour développer la géothermie si les conditions économiques étaient satisfaisantes, il conviendrait en premier lieu, en Ile-de-France, où les gisements sont bien connus, de relancer les projets prématurément abandonnés, ce qui conduirait à multiplier par 2 le nombre de réseaux opérationnels. Pour les autres régions, notamment le Sud Ouest (basse température) et l'Alsace (roches profondes – haute température), il serait souhaitable d'améliorer l'inventaire, ce qui suppose des investissements importants en forages, seuls capables de donner les informations de pression et de température fiables dont on doit disposer avant de prendre une décision.

Pour favoriser le développement des réseaux de chaleur, il conviendrait également de corriger une disparité fiscale qui assujettit à deux taux de TVA distincts la production de chaleur pour un réseau et la production d'électricité.

1.4. Des travaux de prospection à reprendre

Les premières réalisations françaises, situées en Ile-de-France, sont une retombée de l'exploration pétrolière qui a entraîné une amélioration de la connaissance des bassins sédimentaires. Depuis lors, des analyses sismiques ont été faites. De même, une carte géologique en 3 dimensions a été établie.

En toute hypothèse, les ressources du Bassin parisien sont très importantes. En effet, on pourrait sans doute mobiliser plus de 1360 GWh par an pour le chauffage urbain, avec un seul aquifère du Bassin parisien²⁰.

Mais une meilleure connaissance des ressources en France entière serait également utile au redémarrage de la géothermie basse température, même s'il faudrait au final que les découvertes coïncident avec les besoins sur le plan géographique. Au surplus, de nouveaux projets nécessiteraient le plus souvent la construction de réseaux de chaleur supplémentaires.

Il existe de fortes probabilités de trouver des gisements intéressants en Limagne, dans le fossé rhénan et dans la plaine d'Alsace. Des forages n'ont pas été réalisés d'une manière systématique dans ces zones mais il y existe des gradients de température très importants. Ainsi en Limagne, il a été trouvé des gradients de températures de 6 à 9 °C par 100 mètres, qui ne sont pas exploités. Un forage a été fait en 1980, qui a permis de trouver un aquifère à 105 °C, avec un débit toutefois insuffisant, un débit artésien de 400 m³/h étant en tout état de cause nécessaire pour permettre l'exploitation.

2. Les pompes à chaleur, une technique à réhabiliter

La technique des pompes à chaleur à compression a connu une vogue certaine en France à la suite du premier choc pétrolier. Les installations de ce type se sont diffusées dans des immeubles collectifs mais aussi pour des habitations individuelles en raison des économies de combustibles qu'elles permettent. La baisse des prix des hydrocarbures a ensuite diminué l'intérêt psychologique immédiat de ce type d'équipement qui est de faire baisser la facture énergétique.

²⁰ Il reste toutefois à vérifier que la perméabilité est suffisante.

Pour autant, les pompes à chaleur conservent un intérêt capital, celui d'améliorer l'efficacité énergétique d'une installation.

2.1. Les applications multiples des pompes à chaleur

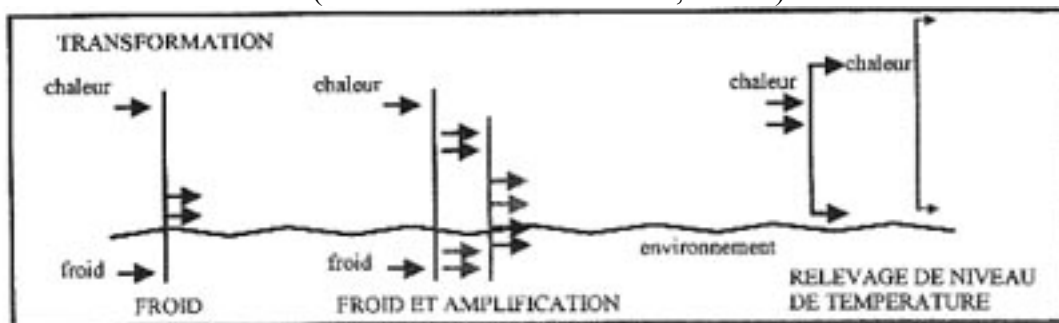
D'une manière générale, les pompes à chaleur permettent d'augmenter les rendements globaux de systèmes de chauffage ou de climatisation en utilisant des sources froides à forte inertie thermique²¹.

On sait, avec une pompe à chaleur, augmenter une quantité initiale de chaleur en pompant la chaleur d'une source froide, et donc produire du froid.

Il est aussi possible de prendre de la chaleur à 200 ° C par exemple, de produire du froid et de restituer de la chaleur à 120 ° C.

On sait également relever le niveau de température d'une source de chaleur, ce qui peut faire regretter à de multiples égards la non valorisation de la vapeur générée par les centrales nucléaires.

Figure 4 : Les applications des pompes à chaleur à sorption
(source : Bernard SPINNER, CNRS)



Dans la pratique, les pompes à chaleur peuvent être utilisées dans de multiples configurations. La source froide à forte inertie peut être une nappe phréatique peu profonde ou une réserve d'eau souterraine comme celle d'une mine noyée.

2.2. Les pompes à chaleur utilisant des nappes phréatiques

La diffusion de pompes à chaleur utilisant des nappes phréatiques est faible en France par rapport à ce qu'elle est aux Etats-Unis.

Dans ce pays, d'ores et déjà 7 millions de personnes utilisent ces systèmes et 400 000 pompes à chaleur de forte puissance desservent des écoles ou des bâtiments publics. Le DOE (Department of Energy) considère à ce titre que les pompes à chaleur représentent le meilleur moyen de renforcer l'efficacité énergétique aux Etats-Unis. Les incitations actuelles seront sans nul doute renforcées à l'avenir.

²¹ Bernard SPINNER, CNRS, audition du 4 juillet 2001.

L'un des avantages des pompes à chaleur est qu'elles peuvent être installées partout. L'Allemagne, la Suisse, la Suède ont aussi multiplié les installations.

La France a au contraire, fait très peu de choses dans ce domaine, malgré le nombre très important de nappes peu profondes.

Or la technologie des pompes à chaleur a beaucoup progressé. Les coefficients de performance (énergie récupérée / énergie électrique fournie) sont aujourd'hui de l'ordre de 4, comparables à ceux des pompes à chaleur à sorption utilisant directement de la chaleur en terme d'énergie primaire introduite.

Les pompes à chaleur pour les habitations particulières ne sont sans doute pas la meilleure application de cette technologie. En revanche, elles prouvent facilement tout leur intérêt avec des installations collectives et des matériels de forte puissance.

L'ADEME et EDF devraient appuyer vigoureusement un plan de diffusion massive des pompes à chaleur, le BRGM apportant pour sa part sa connaissance des nappes phréatiques.

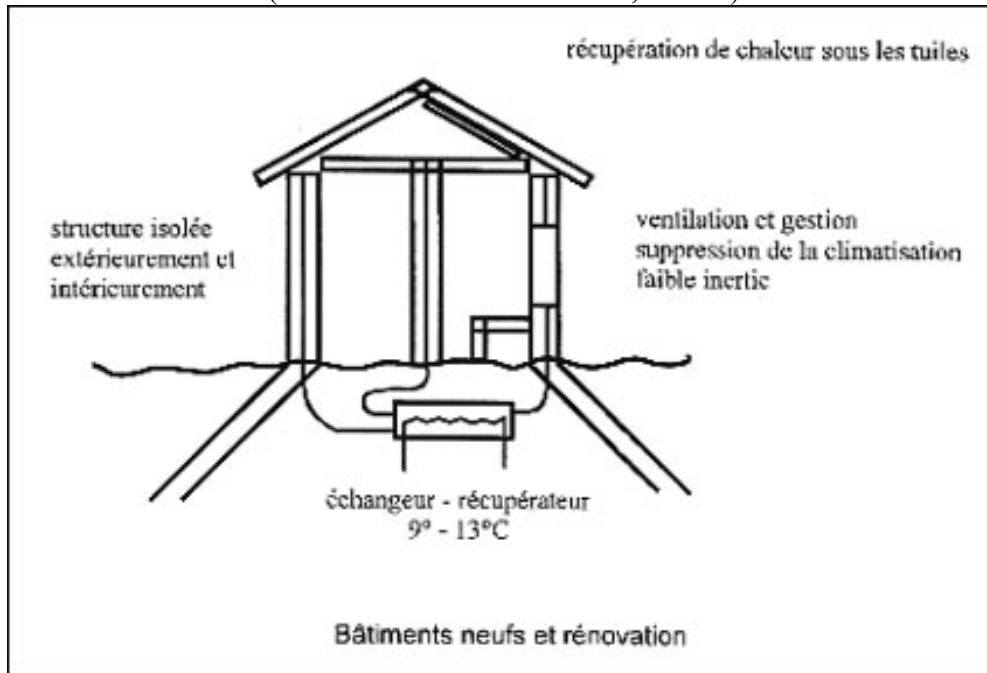
2.3. Les autres concepts de pompes à chaleur pour l'habitat

L'utilisation raisonnée des lois de la thermodynamique permet de concevoir un bâtiment résidentiel ou tertiaire qui se chauffe ou se climatise sans autre apport extérieur que celui du sous-sol et des apports solaires.

Dans ce type de réalisation, on ne s'intéresse pas à la température extérieure ni aux apports solaires ou atmosphériques.

Les murs sont isolés extérieurement et intérieurement. L'isolation extérieure est poursuivie à une certaine profondeur, la masse thermique de la terre étant mobilisée grâce à un échangeur-récupérateur. La température du sol varie de 9 à 13 °C. Les murs intérieurs et extérieurs sont reliés à l'échangeur-récupérateur. Ce concept est applicable dans le logement neuf, ainsi qu'en rénovation.

Figure 5 : Le chauffage-climatisation par l'exploitation thermique du sous-sol
(source : Bernard SPINNER, CNRS)



Les applications commerciales de ce type d'installations commencent à se multiplier, y compris pour des maisons individuelles. Le temps de retour sur investissement est de l'ordre 10 ans²². Il conviendrait sans nul doute d'en augmenter la diffusion.

Le marché pour ce type d'équipement existe en France, mais il est pour l'instant d'une taille réduite.

L'utilisation de la différence de température entre le sol et l'habitat est utilisée à grande échelle aux Etats-Unis, dans les bâtiments publics et dans les équipements des collectivités locales.

3. Le solaire thermique, une technologie mûre à la recherche de volumes

3.1. Les technologies du solaire thermique

Deux techniques dominent le domaine du solaire thermique actif : d'une part le chauffe-eau solaire, et, d'autre part, le plancher solaire direct.

La technique de l'eau chaude sanitaire solaire (ECS) permet une réduction de 50 à 70 % de la consommation énergétique.

²² Le coût d'une pompe à chaleur et d'un réseau de capteurs enterré est de l'ordre de 80 à 100 000 F pour une villa de 120 m².

Tableau 20 : Performances de l'eau chaude sanitaire solaire
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU et CSTB Magazine n° 130, juillet-août 2000)

surface de capteurs requise	0,5 à 1,5 m ² de CESI (chauffe eau solaire individuel)
production	50 – 60 litres d'ECS par personne et par jour d'eau à 45 °C
économie réalisée	réduction de 50 à 70 % de la consommation énergétique

Un chauffe-eau solaire individuel permet en été l'arrêt complet de la chaudière, alors que celle-ci doit rester en fonctionnement pour fournir l'eau chaude d'une habitation, tout en ayant un rendement très bas²³. Dans le logement social, le solaire thermique permet une baisse de charges de 20 à 30 %. Dans les constructions neuves, auxquelles la réglementation thermique RT 2000 s'applique, les économies de charges locatives permises par les chauffe-eau solaires peuvent atteindre 50 %.

En tout état de cause, le logement neuf et les chauffe-eau individuels ne sauraient constituer la seule cible du solaire thermique. En effet, le logement neuf ne représente bon an mal an que 1 % du parc. Le logement collectif constitue une cible prioritaire.

La technique du plancher solaire direct (PSD) met en œuvre un capteur plan à eau, couplé à un plancher chauffant et à un ballon d'eau chaude sanitaire, le plus souvent avec un appoint intégré.

Environ 900 réalisations de plancher solaire direct fonctionnent en France, en grande majorité dans les régions alpines. L'association ASDER joue un rôle majeur pour la diffusion de cette technique en Savoie.

Tableau 21 : Performances des planchers solaires directs
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU et CSTB Magazine n° 130, juillet-août 2000)

surface de capteurs requise	1 à 2 m ² de capteur pour 10 m ² de plancher chauffant
production	chauffage et eau chaude sanitaire 440 – 800 kWh / (m ² .an)
économie réalisée	7000-16000 kWh par logement et par an

D'autres techniques solaires actives sont également expérimentées.

On peut citer l'intégration de systèmes actifs à air dans les toitures, à savoir des capteurs à isolation transparente, couplés au système de ventilation.

On peut également citer les toitures solaires jouant à la fois un rôle d'enveloppe de couverture et de dispositif de chauffage d'eau. Il s'agit d'un matériau en acier inoxydable et à couches sélectives qui fonctionne comme un capteur sans vitrage et un matériau de couverture métallique.

Ce matériau est utilisé dans des maisons individuelles, des immeubles collectifs, des salles de sport ou des piscines en Suisse, en Allemagne ou en Espagne.

²³ le rendement d'une chaudière au gaz fonctionnant l'été pour la seule production d'eau chaude est de l'ordre de 40 % ; d'où une déperdition considérable d'énergie.

Le surcoût pour un logement neuf avec l'eau chaude solaire, une meilleure isolation thermique, des économies d'eau et des matériaux spécifiques, dont la fabrication est non polluante, est évalué à 10 % du prix de vente²⁴.

3.2. Un marché en devenir

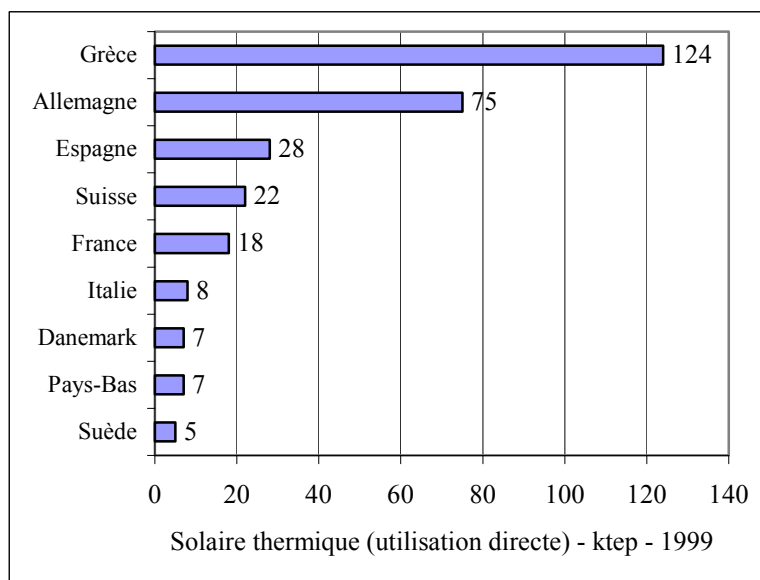
Le solaire thermique en utilisation directe n'apporte encore qu'une contribution faible au bilan énergétique, quel que soit le pays ou l'ensemble géographique concerné. Si le Japon arrive en tête en 1999, avec un total deux fois supérieur à celui de l'Europe, en revanche ce total n'atteint pas le million de tep (voir figure suivante).

Figure 6 : La contribution en ktep du solaire thermique en utilisation directe aux Etats-Unis, au Japon et dans l'Union européenne
(source : AIE-OCDE)

En Europe, c'est en Grèce que le solaire thermique était le plus développé en 1999, avec une contribution totale équivalente à 124 000 tep. Constatation importante, compte tenu d'un ensoleillement largement inférieur à celui de certains de ses poursuivants, c'est ensuite l'Allemagne qui occupe le 2^{ème} rang (voir figure suivante).

²⁴ M. Guttelmacher, Président de la Fédération nationale des promoteurs constructeurs (Colloque SER 12 juin 2001).

Figure 7 : La contribution en ktep du solaire thermique en utilisation directe dans l'Union européenne en 1999



(source : AIE/OCDE)

Le cas de l'Espagne montre qu'avec une forte volonté politique, un décollage rapide est possible. En effet, en deux ans, l'Espagne s'est équipée de 45 000 m² de capteurs, soit 11 000 chauffe-eau solaires.

Le chauffage au bois participe à hauteur de 8% environ à la consommation d'énergie de chauffage. Par ailleurs, les apports solaires directs ne sont pas comptabilisés et leur apport est donc difficile à mesurer.

Il reste que la part des ENR dans la consommation d'énergie du logement est négligeable, les surfaces installées de capteurs restant très faibles (voir tableau suivant).

Tableau 22 : Situation du solaire thermique en France en 2000
(source : ADEME, Plan Soleil)

Répartition	surface de capteurs installés en m ²	%
Piscines	112 000	28
Eau chaude sanitaire	280 000	70
Chauffage des locaux	8 000	2
Total	400 000	100

Des marchés considérables existent pour le solaire thermique dans les années à venir. Il s'agira en tout état de cause de créer des filiales locales pour les entreprises du secteur, comme le montre l'exemple des DOM qui ont vu des entreprises se développer sur ce marché.

3.4. Le plan Hélios et les engagements de l'ADEME à l'horizon

L'ADEME a lancé en avril 2000 le programme Hélios 2006 pour la promotion de « la production de chaleur et d'eau chaude solaire pour les usages individuels et collectifs ».

En avril 2000, l'ADEME estimait à 500 000 m² la surface de capteurs en métropole et dans les DOM pour l'eau chaude sanitaire individuelle ou collective et le chauffage et l'eau chaude sanitaire sous forme de plancher solaire direct, soit 85 % du total des surfaces de capteurs concernés. Le complément à 100 étant constitué par le chauffage de bassins de piscines de plein air.

Le contrat de plan Etat-Ademe 2000-2006 énonce différents objectifs chiffrés, dont l'un concerne le solaire thermique. L'objectif dans ce domaine est d'installer 550 000 m² supplémentaires pendant la période 2000-2006. L'objectif est donc de doubler la surface installée en 6 ans et donc de parvenir à une économie de 1 Mtep en 2006.

3.5. Une ambition insuffisante

L'ADEME estimait les quantités de chaleur produite en 2000 par les 500 000 m² de capteurs installés à 208 GWh, soit 0,7 Mtep.

Or la consommation d'énergie primaire dans le résidentiel-tertiaire a atteint 100,7 Mtep en 2000.

Avec un doublement en 2006, l'objectif est donc de couvrir 1 % de la consommation d'énergie primaire du résidentiel-tertiaire.

Partant d'un niveau négligeable du solaire thermique dans son approvisionnement énergétique, l'Allemagne est désormais impliquée dans un effort considérable (voir tableau ci-après).

Tableau 23 : La production française inférieure d'un facteur 100 à la production allemande (source : TECSOL)

production annuelle		2000	2001
Allemagne	m ² capteurs	500 000	800 000
	nb de chauffe-eau ²⁵	125 000	200 000
France – métropole	m ² capteurs		8 000
	nb de chauffe-eau		2 000

Avec une production 100 fois supérieure à la production métropolitaine française, l'industrie allemande du solaire thermique surclasse l'industrie française. Mais il n'en a pas toujours été ainsi.

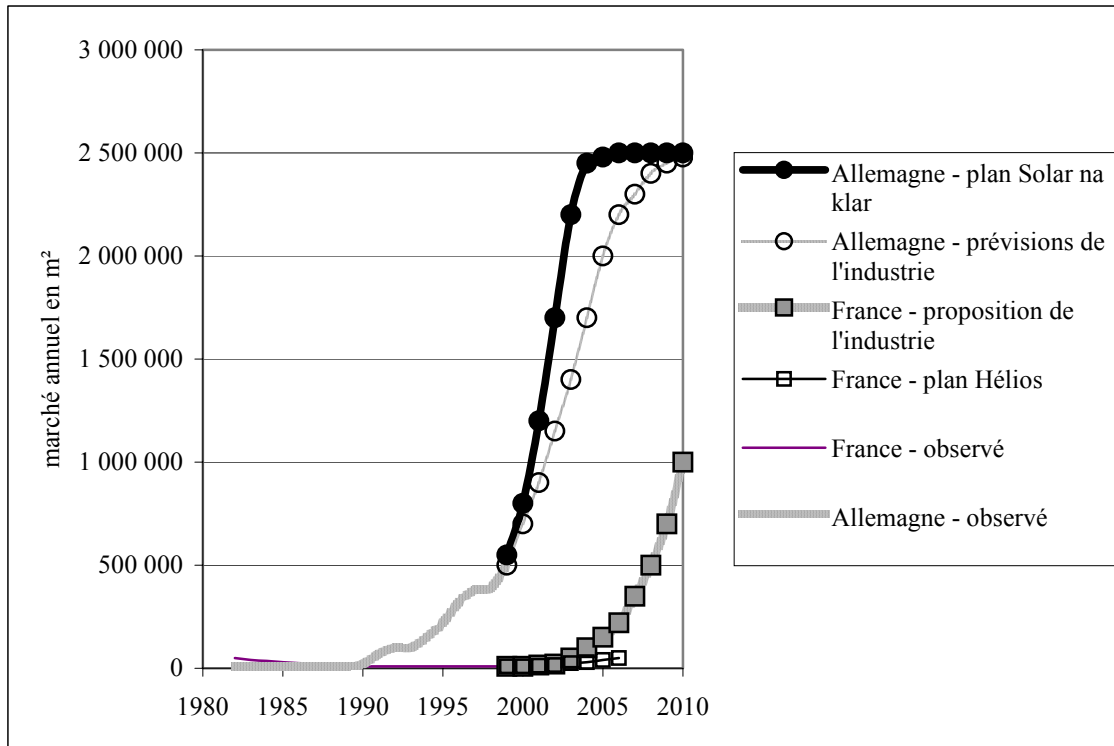
En effet, au début des années 1980, la production française de capteurs atteignait 50000 m² alors que l'Allemagne était absente du créneau. Le solaire thermique est ensuite tombé en France dans l'oubli. Ce n'est qu'à partir de 1995 qu'une relance du solaire thermique a été engagée, mais ceci dans les seuls DOM. Au contraire, l'Allemagne s'engageait à la même période dans un effort considérable. En 10 ans, dans l'esprit public, le

²⁵ Un chauffe-eau solaire pour 3-4 personnes comprend généralement 4 m² de capteurs.

chauffe-eau solaire est passé du statut de marque d'originalité citoyenne à celui de dispositif indispensable aux yeux du corps social.

Le coût d'un chauffe-eau solaire est de l'ordre de 35 à 50 000 F en Allemagne, contre 22 à 25000 F en France. Les installations allemandes incorporent en effet une surface de capteurs supérieure pour compenser un ensoleillement inférieur et sont plus complexes du fait de la présence d'un fluide antigel et d'un dispositif de chauffage d'appoint.

Figure 8 : Marchés des capteurs solaires en France et en Allemagne
(source : TECSOL)



En 2006, le marché français devrait atteindre, selon la profession, environ 50 000 m² par an, si les efforts de la France se résument au plan Hélios. Au contraire, en Allemagne, le marché devrait se situer entre 2,2 et 2,5 millions de m², soit 40 à 50 fois plus.

Pour mettre en évidence l'insuffisance des objectifs français, il suffit de noter que le marché annuel des chauffe-eau électriques est de 900 000 unités par an. En rajoutant les dispositifs fonctionnant au gaz ou raccordés à des chaudières au fuel, le volume total atteint 1 300 000 unités par an.

3.6. La climatisation solaire

La climatisation solaire est l'un des enjeux les plus importants des énergies renouvelables dans les prochaines années.

La demande de climatisation est en effet en forte hausse, non seulement dans les DOM mais également dans les départements du sud de la métropole.

La climatisation solaire comporte deux voies. La première est la voie électrique à compression qui peut être alimentée par une façade ou un toit photovoltaïque. Cette voie a été explorée par le CEA, qui a, en outre, réalisé trois climatisations solaires thermiques dans les années 1980. La deuxième voie est la voie thermique à absorption.

En 2001, dix opérations de démonstration de climatisation solaire sont en cours en France, notamment des immeubles de la Diren, du CSTB, des hôtels du groupe ACCOR.

En tout état de cause, les baisses de prix indispensables viendront principalement de la R & D qui nécessite en France une mobilisation beaucoup plus importante qu'actuellement.

Dans l'état actuel des techniques de production, un apport de fonds publics est nécessaire à hauteur de 70 % du coût total pour qu'une opération soit compétitive par rapport à la climatisation électrique.

Le coût de fabrication des capteurs sous vide indispensables pour atteindre des hautes températures – de l'ordre de 80 ° C - est en effet encore élevé²⁶. Selon différents spécialistes français du solaire thermique, industriel ou bureau d'études, la position française ne serait pas inquiétante dans le domaine de la climatisation solaire. Il s'agit en effet d'une technologie qui fait encore l'objet de développements.

Cette technologie rencontre l'intérêt de nombreux pays, comme l'Allemagne, le Japon, les Etats-Unis, la Grèce ou l'Espagne.

Il s'agit d'un créneau qui, comme la réfrigération solaire, présente des perspectives importantes pour l'avenir.

Il est indispensable de créer un effet de volume de façon à faire baisser les prix de revient. Il paraît en conséquence urgent et prioritaire d'amplifier les soutiens à différents types d'opérations de climatisation solaire.

4. La réglementation thermique et l'habitat bioclimatique

La consommation d'énergie dans l'habitat est une question clé de la politique énergétique française. Or, en combinant des sources d'énergie renouvelables comme le solaire thermique, voire le solaire photovoltaïque, avec de nouveaux matériaux et de nouveaux concepts de construction, il devrait être possible de parvenir à des économies considérables.

La réglementation thermique est dans cette optique d'un puissant secours. On peut à cet égard se demander s'il ne serait pas possible d'en augmenter l'efficacité par une nouvelle approche.

Une nouvelle orientation de l'architecture se développe à l'heure actuelle. Au-delà du concept de Haute Qualité Environnementale, l'habitat bioclimatique qui opère une synthèse ambitieuse de considérations techniques et esthétiques apparaît comme une voie ambitieuse que les pouvoirs publics doivent s'employer à promouvoir²⁷.

²⁶ La société GIORDANO a acquis la licence d'origine Corning Glass pour la fabrication de capteurs sous vide.

²⁷ Audition de M. Jean-Pierre TRAISNEL, 13 juin 2001.

4.1. le secteur résidentiel et la consommation d'énergie

Le secteur résidentiel consomme près du tiers de l'énergie finale en France et est responsable de près du quart des émissions annuelles de carbone.

La maîtrise de la demande d'électricité et plus généralement de l'énergie dans l'habitat, ainsi que le développement des énergies renouvelables dans ce domaine sont donc d'une importance capitale pour mieux contrôler les volumes et orienter l'offre d'énergie.

Pour estimer les variations des consommations et des émissions de l'habitat à l'avenir, il convient de prendre en compte la généralisation probable de la climatisation.

4.1.1. La demande d'énergie dans le parc résidentiel en France métropolitaine

En 1998, le chauffage constituait le principal poste de consommation d'énergie dans le parc de logement résidentiel, avec une part de 70 % du total. L'eau chaude sanitaire représentait quant à elle 11 % et les autres consommations (éclairage, électroménager, télévision, matériel haute fidélité, électronique et informatique) 19 %.

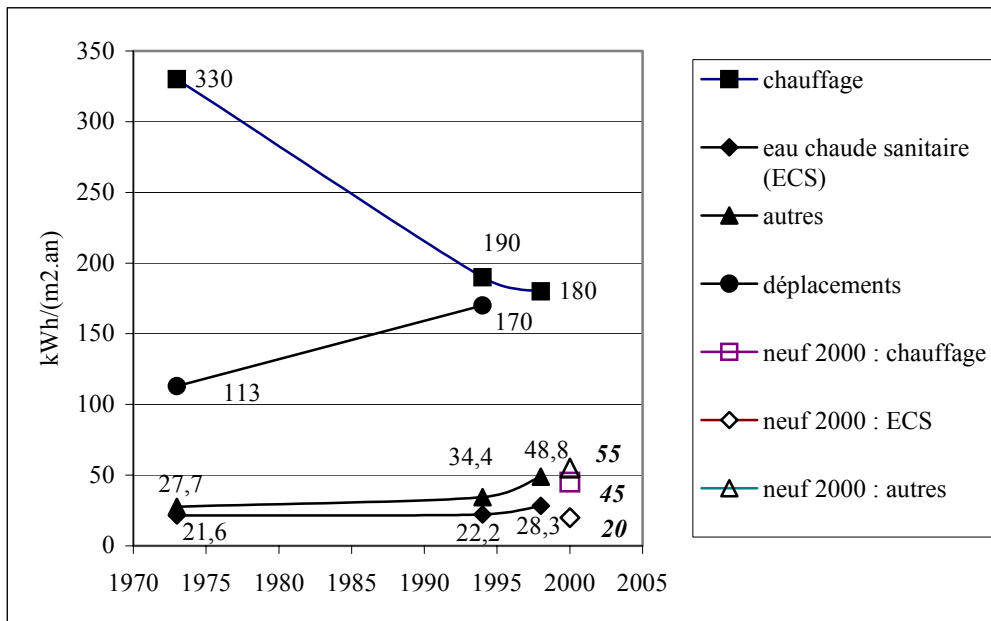
Cette situation résulte toutefois de trois évolutions importantes.

En premier lieu, la consommation moyenne d'énergie pour le chauffage a diminué d'un facteur 1,8 entre 1973 et 1998, en passant de 330 kWh/(m².an) en 1973 à 180 en 1998. Le prolongement de cette évolution est le niveau de performance atteint par le logement neuf dans le domaine du chauffage, puisque la consommation moyenne du neuf en zone climatique H2 en France est de 45 kWh / (m².an) en 2000.

En deuxième lieu, la consommation pour l'eau chaude sanitaire est passée de 21,6 à 28,3 kWh / (m².an) entre 1973 et 1998, soit une augmentation de 31 %.

En troisième lieu, les autres consommations spécifiques sont passées de 27,7 à 48,8 kWh / (m².an) entre les mêmes dates, soit une augmentation de 76,2 %.

Tableau 24 : Évolution des consommations d'énergie finale en moyenne sur l'ensemble du parc résidentiel de 1973 à 2000
(source : Jean-Pierre TRAISNEL, CNRS-IFU)



S'agissant des consommations spécifiques d'énergie dans l'habitat, il faut remarquer que le logement neuf apporte de meilleures performances pour l'eau chaude sanitaire, avec une consommation moyenne de 20 kWh / (m².an), contre 28,3 en moyenne en 1998.

En revanche, pour les autres consommations spécifiques, le logement neuf se caractérise, comme on peut s'y attendre, par une consommation plus élevée (55 kWh / (m².an) qui reflète la généralisation des appareils électriques dans l'habitat et pour les loisirs.

Dans ces conditions, quelles sont les possibilités de substitution de nouvelles énergies, en complément aux mesures d'économies d'énergie ?

Ces possibilités sont de trois ordres : d'une part le confort thermique (apports solaires et conception bioclimatique de l'habitat, planchers solaires directs, climatisation solaire), d'autre part l'eau chaude sanitaire (systèmes individuels, systèmes collectifs), et enfin le photovoltaïque.

4.1.2. L'impact de la climatisation

Les atouts de la climatisation sont multiples et laissent augurer de sa généralisation.

Outre un confort accru en été, qui pourrait être d'autant plus recherché que le réchauffement climatique se confirmerait, la climatisation permet un filtrage de l'air et une protection acoustique en milieu urbain et périurbain. De nouveaux dispositifs réversibles, comme les pompes à chaleur, qui peuvent être utilisés en hiver pour le chauffage et l'été pour la climatisation, devraient également contribuer au succès de la climatisation dans les prochaines années.

Quoi qu'il en soit, l'impact de la climatisation sur les consommations doit être évalué en distinguant les systèmes traditionnels non réversibles des systèmes réversibles.

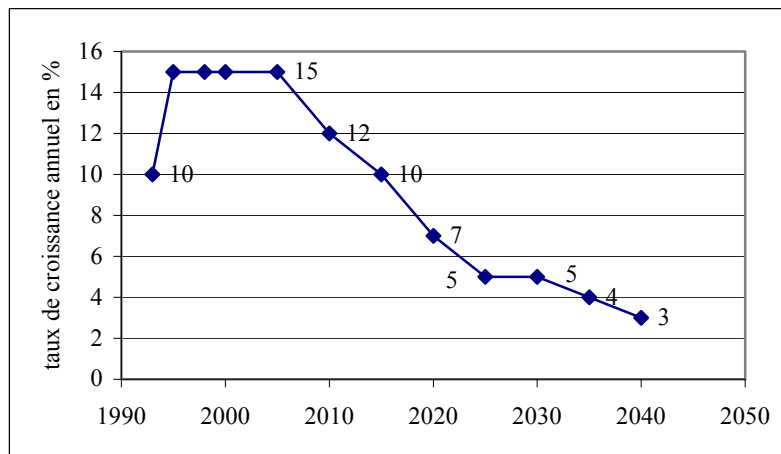
La diffusion des systèmes traditionnels non-réversibles aurait pour conséquence une augmentation rapide des consommations totales. Dans le logement neuf en zone H3, la consommation d'électricité pour la climatisation s'élève à 510 kWh / (m².an) pour 30 m² équipés. On estime qu'en moyenne du parc de logements équipés, la consommation devrait atteindre 8 à 10 kWh / (m².an) si la moitié des surfaces étaient équipées.

Pour les systèmes réversibles, on peut estimer que les gains en chauffage compensent l'augmentation de la consommation en été. Les équipements tels que les pompes à chaleur électriques réversibles représentent sans aucun doute un atout pour une pénétration accrue de l'électricité dans les équipements de chauffage, qui pourrait alors dépasser les 40 % en 2050. Une alternative serait le développement des climatisations à sorption naturellement réversibles au gaz, qui, elles, favoriseraient l'expansion de cette énergie.

Les statistiques d'EDF montrent un démarrage rapide de la climatisation : ainsi, le taux de croissance de ce type d'équipement est de + 15 % par an depuis 1997. Au total, près de 1,5 million de logements étaient équipés en janvier 2000.

Les taux de croissance annuels observés dans le passé ou anticipés pour l'avenir sont indiqués figure suivante.

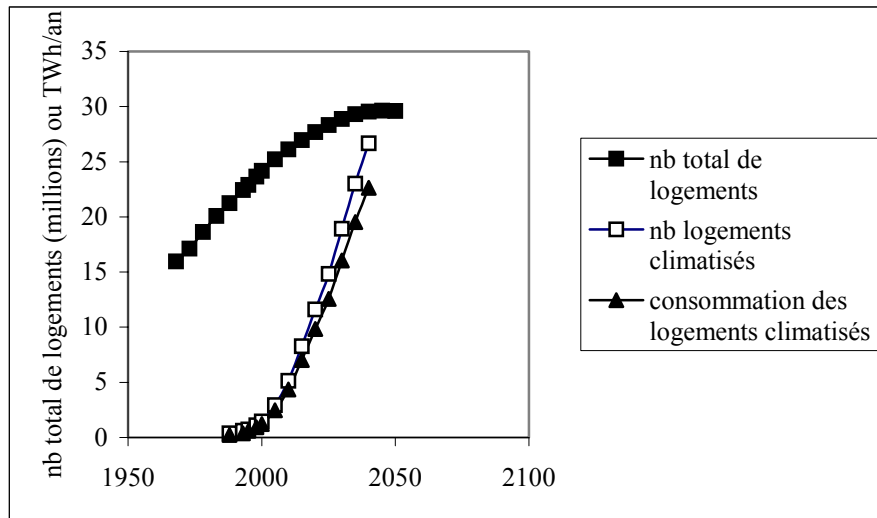
Figure 9 : Taux de croissance de la climatisation résidentielle (nombre de logements équipés)
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)



Au total, l'augmentation des consommations d'énergie de confort thermique (hors eau chaude sanitaire) induite par la climatisation serait d'environ 5% en 2040, sans prise en compte des réductions de consommations de chauffage que pourraient apporter les systèmes réversibles.

La consommation additionnelle entraînée par la diffusion de la climatisation jusqu'à atteindre 90 % du parc en 2040 serait de l'ordre de 22,6 TWh/an.

Figure 10 : Conséquences de la généralisation de la climatisation dans l'habitat
(source : Jean-Pierre TRAISNEL, CNRS-IFU)



Au demeurant, on doit se demander comment la Réglementation Thermique 2000 qui s'applique à la construction neuve depuis le 1^{er} juin 2001 pourrait prendre en compte les besoins de climatisation.

En tout état de cause, il apparaît nécessaire de favoriser un renouveau de la filière frigorifique à absorption naturellement réversible. Un tel cycle est en effet adapté au gaz et à l'énergie solaire thermique.

4.2. Les caractéristiques du parc résidentiel actuel ou futur

La réglementation thermique en vigueur s'applique au logement neuf, d'où l'importance de connaître la composition et les perspectives d'évolution du parc.

4.2.1. Les caractéristiques du parc de logement actuel

Le parc de résidences principales présente une grande diversité de situation. Le tableau suivant en résume les principaux points.

Tableau 25 : Typologies du parc résidentiel
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

climat	âge	type d'habitat
trois zones pour le confort d'hiver :		
- H1	< 1949 : 1/3	- collectif : 44 %
- H2	1949 ≤ < 1975 : 1/3	- maisons individuelles : 56 %
- H3	> 1975 : 1/3	

4.2.2. Le renouvellement du parc

L'amélioration des performances du parc doit tenir compte de la durée de vie des bâtiments. Le taux de renouvellement du parc résidentiel est en effet limité.

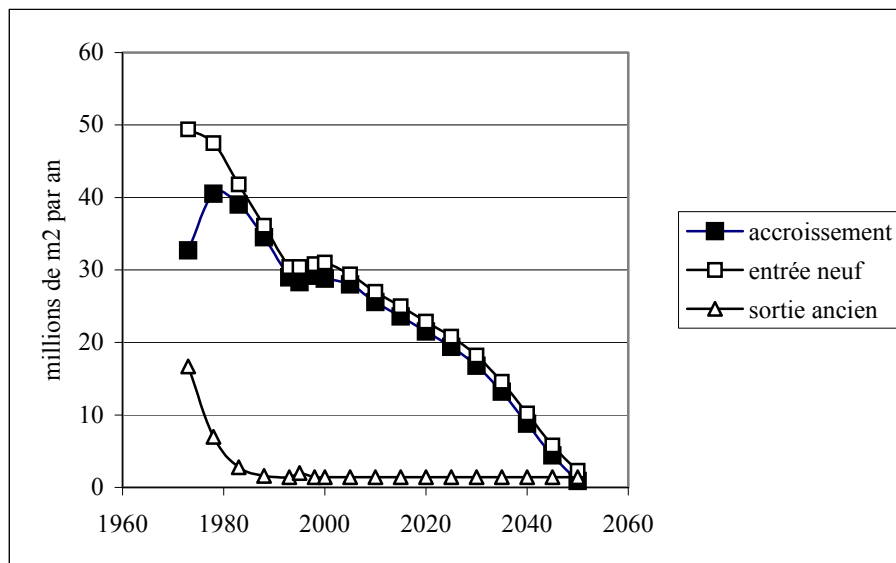
La période 1968-1998 a vu la construction de 1150 millions de m² de logements neufs. Les sorties du parc ont représenté 150 millions de m², soit 13 %. L'accroissement s'élevé donc à 1 milliard de m².

Pour la période 2000-2050, les entrées dans le parc par construction neuve devraient représenter quelques 1200 millions de m², selon une croissance de moins en moins forte avec les années. Avec une déconstruction de seulement 75 millions de m², l'accroissement devrait s'élever à 1120 millions de m².

En tenant compte des constructions neuves et des démolitions, le taux d'accroissement du parc résidentiel est faible, puisque le nombre total de logements de 24 millions en 2000 ne devrait atteindre que 29,5 millions en 2040. De fait, le taux d'accroissement du nombre de logements s'est élevé à 1,3 % en 2000.

Au final, 60% de la surface du parc de résidences principales projeté en 2050, seraient déjà construits aujourd'hui (voir figure suivante).

Figure 11 : Évolution rétrospective ou estimée des mouvements dans le parc de logements, exprimés en millions de m² par an (source : Jean-Pierre TRAISNEL, CNRS-IFU)



4.3. L'impact de la réglementation sur les consommations d'énergie dans l'habitat

La réglementation thermique est un moyen particulièrement efficace d'agir sur les consommations d'énergie liées au chauffage de l'habitat. L'exemple de la réglementation thermique de 1975 est parfaitement probant à cet égard.

Il est possible, sur ces bases, d'évaluer les gains à venir de la réglementation thermique entrée en vigueur pour la construction neuve le 1^{er} juin 2001.

4.3.1. L'impact de la Réglementation Thermique de 1975

La première réglementation thermique de 1975 a eu pour seule et unique cible la construction neuve. La priorité a été donnée, d'une part, à l'isolation thermique de l'enveloppe des bâtiments, à savoir les murs, les toitures, les planchers, les vitrages, et, d'autre part, au contrôle des infiltrations d'air.

Avant la mise en place de cette réglementation, les normes de qualité sur les logements n'étaient pas réglementaires. Les coefficients de paroi et les coefficients de déperdition proposés n'étaient que des recommandations.

Le principal mérite de la Réglementation Thermique de 1975 a été d'imposer une limite de déperdition globale par m³ chauffé.

En élaborant quatre scénarios prenant en compte ou non la Réglementation thermique de 1975 (RT1975), il est possible de déterminer les causes de la stabilisation des consommations constatée de 1983 à 1995 et de mesurer l'impact de cette réglementation en 1998.

Tableau 5 : Évaluation des conséquences de la Réglementation Thermique sur la consommation de chauffage en TWh/an pour la période 1968-1998
(source : Jean-Pierre TRAISNEL, CNRS-IFU)

année / consommations de chauffage dans le résidentiel en TWh/an	Observations statistiques 1968-1998 (1)	Consommation simulée avec entrée du neuf selon RT (2)	Consommation simulée avec laisser faire (3)	Consommation simulée sans réglementation thermique et sans apport solaire (4)
1968	361,48	361,48	361,48	384,55
1973	406,50	404,23	404,23	430,03
1978	401,90	433,09	463,25	492,82
1983	374,94	454,64	521,80	555,10
1988	369,51	469,51	574,03	610,67
1993	368,06	481,16	617,90	657,34
1995	366,56	485,27	634,98	675,51
1998	373,73	492,02	661,67	703,90

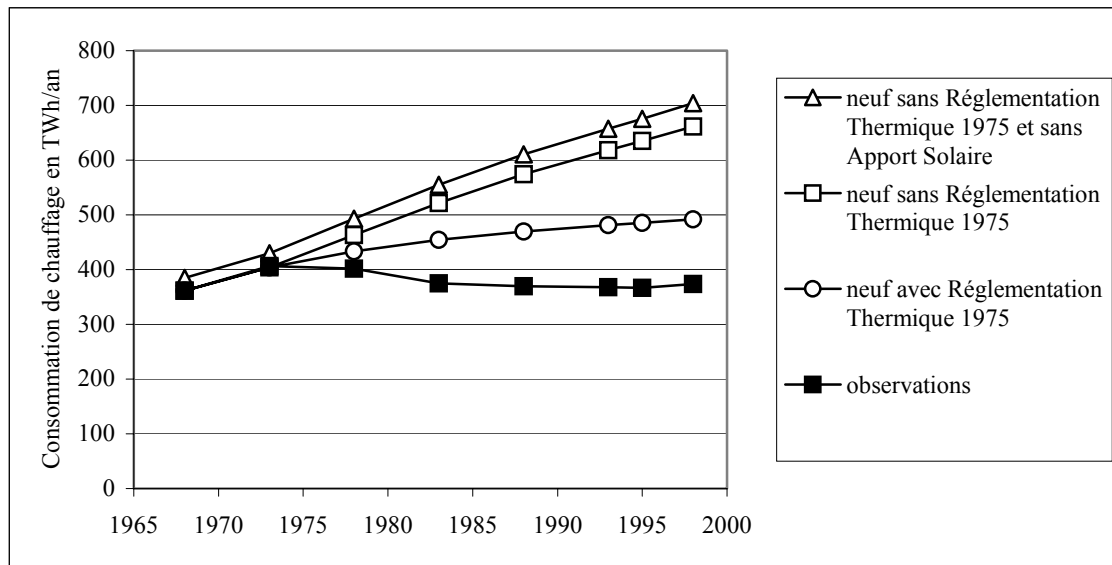
La Réglementation Thermique de 1975 portant exclusivement sur les constructions neuves a permis une économie de 169,65 TWh en 1998²⁸.

L'impact des améliorations apportées au parc existant peut être estimé, pour sa part, à 118,3 TWh en 1998²⁹.

²⁸ Colonne (4) – Colonne (2)

²⁹ Colonne (2) – Colonne (1)

Figure 12 : L'incidence de la Réglementation Thermique de 1975 sur la consommation de chauffage des logements
(source : Jean-Pierre TRAISNEL CNRS-IFU)



Au final, en prenant l'hypothèse que la moitié du parc antérieur est réhabilité, sur la base d'un gain moyen de 200 kWh/m², on peut estimer que la stabilisation de la consommation de chauffage constatée entre 1983 et 1995 provient à 59 % de la Réglementation Thermique de 1975 appliquée aux bâtiments neufs et à 41 % aux interventions sur le parc existant.

4.3.2. Estimation des effets de la Réglementation Thermique 2000

Le principal point de la Réglementation Thermique 2000 (RT 2000) est le renforcement des isolations thermiques.

C'est ainsi que des obligations prévues sur différents points techniques correspondent pour l'enveloppe aux technologies suivantes :

- murs : 8 à 10 cm de doublage
- combles : 20 cm de laine minérale
- terrasses : 8 cm de polyuréthane
- planchers – terre-plein : 5 cm sur toute la surface
- baies vitrées : matériaux peu émissifs
- traitement des ponts thermiques

Sur un plan technique, on calcule pour chaque bâtiment un coefficient de consommation conventionnelle d'énergie pour le chauffage, la ventilation, la climatisation et la production d'eau chaude sanitaire en kWh d'énergie primaire.

Un calcul est effectué pour la consommation annuelle. Un objectif spécifique est assigné pour le « confort d'été ».

Compte tenu des niveaux d'isolation déjà atteints, on peut se demander si la mise en œuvre de la Réglementation Thermique 2000 permettra de réduire significativement les consommations unitaires de chauffage du logement neuf.

En définitive, malgré l'intérêt des nouvelles dispositions, il serait toutefois nécessaire d'aller plus loin et de revoir la conception de la RT 2000 pour y intégrer les apports solaires et d'autres acquis de l'architecture bioclimatique.

4.4. Les apports solaires thermiques passifs

L'utilisation de l'énergie solaire dans l'habitat peut recourir à des techniques différentes, thermiques ou photovoltaïques. Pour le seul solaire thermique, on distingue le solaire passif et le solaire actif.

Le solaire est dit actif lorsque des capteurs spécifiques sont utilisés pour chauffer l'eau sanitaire ou l'habitation elle-même. Les techniques correspondantes ont été analysées au paragraphe précédent.

La captation de la chaleur solaire peut au contraire être passive, en ce sens qu'aucun autre fluide que l'air n'est utilisé pour tirer parti, dans l'ensemble de l'habitation, de la chaleur récupérée grâce à des vitrages adaptés dans certains points de celle-ci.

4.4.1. L'intérêt des apports solaires passifs

Au-delà de la Réglementation Thermique 2000, on peut démontrer que la mise en œuvre des seules techniques solaires passives devrait permettre de diminuer d'une manière considérable les besoins de chauffage.

Les évaluations que l'on peut faire sur cette question distinguent bien évidemment les zones climatiques H1, H2 et H3.

Leur résultat est qu'en moyenne, dans le parc ancien, les apports solaires pourraient contribuer à près de 6 % des besoins de chauffage.

Pour la construction neuve, en respectant la nouvelle Réglementation Thermique RT 2000, la contribution des apports solaires s'élèverait à près de 14 % (voir tableau ci-après).

Tableau 26 : Estimation de l'impact de la Réglementation Thermique 2000 sur les besoins de chauffage, en kWh/m² pour trois types de logements
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

kWh/an	H1	H1	H2	H2	H3	H3
	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire
HLM ancien	242,3	219	197	176	138	116
rénové	129,6	111	104,3	85	72	53,2
RT 2000	75,5	59,1	60	43,6	40,5	25,6

kWh/an	H1	H1	H2	H2	H3	H3
	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire
Paris ancien	206,7	194	167,8	154,7	116,7	103,2
rénové	140,8	128,7	113,5	100,7	78,2	65,2
RT2000	76,1	64,8	60,23	48,7	40,4	29,3

kWh/an	H1	H1	H2	H2	H3	H3
	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire	<i>sans apport solaire</i>	avec apport solaire
Pavillon ancien	318,3	308	260	249	182,5	171,4
rénové	231,8	223,2	188,7	179,7	131,8	122,7
RT2000	94,4	87	75,6	68,1	51,7	44,5

De fait, les apports solaires pourraient représenter une part plus importante (architecture dite « solaire passive »).

A titre d'exemple, des effets significatifs pourraient être obtenus dans les maisons individuelles par l'application de deux mesures, comme l'augmentation de la surface des vitrages bien exposés (dans le quart sud-est / sud-ouest) et l'adjonction d'une véranda couplée avec une gestion de l'air neuf (préchauffage par la véranda, extraction en VMC par les pièces de services).

Les besoins de chauffage seraient en moyenne de 37 kWh/(m².an) compte tenu de la répartition du parc de maisons individuelles selon les trois zones, en réduction de 45 % par rapport aux normes réglementaires RT 2000, l'isolation de l'enveloppe répondant par ailleurs aux exigences de cette dernière (voir tableau suivant).

Tableau 27 : Réduction des besoins de chauffage obtenue par les apports solaires directs provenant de vitrages

(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

Différence en % des besoins avec apport solaire / sans apport			Zone H1	Zone H2	Zone H3
HLM		ancien	-10	-11	-16
		rénovation	-14	-19	-26
		RT 2000	-22	-27	-37
Paris	ancien	ancien	-6	-8	-12
	rénovation	rénovation	-9	-11	-17
	RT2000	RT 2000	-15	-19	-27
Pavillon	ancien	ancien	-3	-4	-6
	rénovation	rénovation	-4	-5	-7
	RT2000	RT 2000	-8	-10	-14
	bioclimatique	bioclimatique*	-36	-47	-61

* *bioclimatique : RT2000 + véranda + gestion de l'air de renouvellement*

En définitive, compte tenu des progrès déjà effectués en matière d'isolation grâce à la Réglementation Thermique 1975, on peut se demander s'il ne serait pas plus opportun que la nouvelle Réglementation Thermique s'attache à maximiser les apports solaires plutôt qu'à renforcer l'isolation.

S'agissant de la réhabilitation, il est impératif d'étudier les solutions techniques d'application de l'isolation transparente pour les enveloppes de l'urbanisme collectif des années 60-75, ainsi que les adjonctions de vérandas, expérimentées dans les années 1980. Il conviendrait également d'établir les scénarios des consommations d'énergie de chauffage pour l'ensemble du parc, en généralisant ces techniques dans le parc antérieur à 1975 (après évaluation du marché potentiel).

4.5. L'architecture bioclimatique, la haute qualité environnementale et le développement durable

Trois concepts relatifs aux méthodes de conception et de construction connaissent un essor important depuis quelques années et doivent être définis avec précision.

L'architecture bioclimatique a pour objectif premier de conduire à une économie de moyens lors de la construction et de l'utilisation de l'habitat. Le moyen qui est privilégié à cet effet est la valorisation des ressources du site en soleil, en eau et en énergie, y compris les ressources du sol en énergie et en matériaux de construction. D'où une attention prioritaire portée aux problèmes de chauffage et de qualité d'ambiance. La méthode est celle de la mise en œuvre de solutions architecturales axées sur l'exposition au vent et au soleil, sur la compacité, sur l'utilisation d'énergies renouvelables et sur l'utilisation de matériaux locaux et naturels.

La haute qualité environnementale (HQE), quant à elle, correspond à une logique de cibles techniques sans proposition de moyens architecturaux. La HQE n'inclut donc pas de propositions relatives à la compacité ou à la valorisation des énergies renouvelables, ni d'ailleurs de moyens humains comme la participation des futurs utilisateurs, le dialogue avec les populations locales et la participation au développement local.

L'approche développement durable consiste à intégrer le contexte régional de développement, en utilisant les compétences locales et en impliquant les collectivités locales.

4.5.1. La Haute Qualité Environnementale

Les principales réalisations en matière de Haute Qualité Environnementale appartiennent aux domaines du logement social, des bâtiments scolaires ou administratifs.

Dans le domaine du logement social, le Plan Urbanisme Construction Architecture (PCA) a lancé en 1993 un programme comprenant un volet expérimental : les Réalisations EXpérimentales HQE, appelées aussi les REX HQE, se traduisant par un appel à propositions auprès des maîtres d'ouvrages du secteur résidentiel social. 13 REX ont été sélectionnées pour un total de 584 logements.

Le domaine des bâtiments scolaires comprend plusieurs réalisations de qualité. Le Lycée HQE de Calais, d'une surface de 20322 m², qui accueille 1800 élèves entend être un modèle d'efficacité en HQE, avec son éolienne et ses réservoirs à eau de pluie pour des usages sanitaires sur la toiture. Le choix des matériaux est un des points clé de l'édifice, assorti qui plus est, d'un chantier à faible nuisance lors de la construction. Le Maître d'ouvrage de cette réalisation fut le Conseil Régional du Nord-Pas de Calais. Le Lycée HQE de Caudry dans le Nord répond aux mêmes caractéristiques, l'éolienne en moins.

Dans le domaine des bâtiments administratifs, on peut citer le siège de la DIREN PACA à Aix-en-Provence, où l'accent est mis sur le confort d'été et la qualité des ambiances visuelles.

En tout état de cause, le surcoût de la HQE est de l'ordre de 36 %, faisant passer le budget d'un Collège, par exemple, de 55 millions F à 75 millions F.

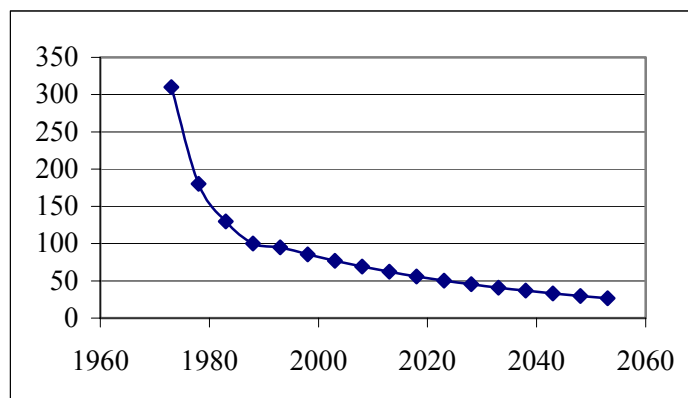
Dans le domaine de la Haute Qualité Environnementale, la France est en retard par rapport à certains pays européens comme l'Allemagne où la totalité des projets de construction doivent respecter les normes correspondantes.

4.5.2. L'architecture bioclimatique

Les réglementations thermiques successives ne peuvent suffire pour parvenir à des niveaux d'énergie de chauffage de 30 kWh / m² dans la construction neuve en 2050, qui doivent constituer un objectif prioritaire dans le cadre de la maîtrise de la demande d'énergie.

Cet objectif correspondrait à une diminution des consommations unitaires de chauffage du logement neuf de 10 % tous les 5 ans et n'a donc rien d'irréaliste.

Figure 13 : Objectifs de consommation unitaire des logements neufs (kWh/(an.m2)
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)



L'isolation renforcée par des mesures comme celles de la Réglementation Thermique de 1975 ou de celle de 2000, ne pouvant suffire, des réflexions d'ensemble sont nécessaires, comme celles décrites sous le nom d'architecture bioclimatique, pour parvenir à de tels niveaux de consommation dans des conditions économiques réalistes.

L'architecture bioclimatique a fait l'objet de recherches au CNRS de 1976 à 1980. L'action thématique programmée (ATP) Habitat solaire a permis d'améliorer la connaissance et la modélisation des transferts thermiques, notamment par convection naturelle, au sein des habitations et s'est également traduite par des recherches sur le confort.

Simultanément, des maisons individuelles ont été réalisées, par exemple à la suite du concours 5 000 maisons solaires, dans le village solaire de Nandy. Le logement collectif a également fait l'objet d'applications, avec les opérations Habitat Original par la Thermique (HOT), et avec d'importants programmes de réhabilitation thermique dans le parc social au cours des années 1982-1986.

Tableau 28 : Principes et exemples de l'architecture bioclimatique
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

<i>paramètres de conception</i>	<i>conservation de la chaleur</i>	<i>captation du rayonnement solaire</i>	<i>distribution et gestion de l'air</i>
<i>forme</i>	compacité, contiguïté, espaces de transition	orientation volumes captants	relations Sud-Nord et rez-de-chaussée – étages
<i>enveloppe opaque</i>	isolation	mur trombe ³⁰	isolation dynamique
<i>enveloppe vitrée</i>	VIR isolants transparents	optimum apports-dépense	fenêtre ventilée
<i>dispositifs intérieurs</i>	inertie thermique récupération des gains (internes et solaires)		couplage VMC – volumes captants (vérandas)

Une autre voie importante est celle de l'intégration de modules photovoltaïques à l'enveloppe des bâtiments. La récupération des eaux de pluie constitue un autre défi qui mérite d'être étudié.

³⁰ le mur trombe comporte un isolant extérieur transparent permettant le passage de la lumière, une tranche centrale en brique, et un isolant intérieur opaque séparé de la brique par une lame d'air. La circulation d'air dans cette lame permet le transfert de chaleur due à l'ensoleillement.

Les références de réalisations bioclimatiques sont nombreuses : le lycée Albert Camus à Fréjus (architecte : Norman FOSTER), le lycée Maximilien Perret à Alfortville, la Nouvelle Université d'Aix en Provence, le bâtiment bioclimatique de l'IUP de Perpignan qui date de 1986 et comporte des volets pivotants dans les classes et l'auditorium, le nouveau bâtiment de l'IMP à Perpignan (15 kWc de panneau PV au Sud, vitrages au Nord).

Les diverses recherches et expériences conduites dans l'habitat bioclimatique se soldent par d'incontestables succès techniques. Des méthodes de calcul éprouvées sont désormais disponibles, tant pour tenir compte des apports solaires dans les logements que les intégrer dans la réglementation thermique du logement neuf depuis 1982.

De nouveaux objectifs doivent aujourd'hui être visés, à savoir une amélioration d'une part de la maîtrise du stockage thermique, et, d'autre part, de la gestion des surchauffes.

Le développement de l'architecture bioclimatique doit être activement recherché, tout en évitant à tout prix les contre-références comme les réalisations qui se traduiraient par un confort global défaillant, notamment en été. Il convient également d'être attentifs aux garanties de résultats ainsi qu'à la maîtrise des coûts, en limitant les surcoûts d'étude et de construction.

En tout état de cause, il convient de mettre en place les conditions d'un véritable changement culturel, en intégrant dans le modèle urbain de référence l'impératif de la maîtrise des consommations totales.

*

Il serait illusoire de penser que la demande d'augmentation du confort global pourrait être contrecarrée par quelque moyen que ce soit. En réalité, il s'agit de l'accompagner et de mettre en place les moyens de satisfaire cette demande, tout en réduisant dans toute la mesure du possible les consommations d'énergie et en offrant des alternatives aux énergies traditionnelles.

A ce titre, il conviendrait de réviser la conception de la Réglementation Thermique 2000. En effet, l'opportunité d'une rigueur accrue des exigences d'isolation doit être mise en balance avec une augmentation des apports solaires. En outre, il conviendrait de déterminer quelle place donner aux énergies renouvelables, sur la base d'études estimant avec précision le surcoût de la conception bioclimatique et de l'intégration des ENR.

Mais, en définitive, c'est la formation des concepteurs - architectes, bureaux d'études - ainsi que des professionnels du bâtiment, qui constitue sans aucun doute le point critique dans un développement de techniques dont l'apport pourrait être considérable dans l'effort national de maîtrise de l'énergie.

5. Le stockage d'énergie non électrique et en particulier d'énergie thermique

On a vu précédemment l'importance du stockage de l'électricité pour un ensemble de sources d'énergie renouvelables, comme le solaire photovoltaïque voire les éoliennes.

Les technologies des batteries sont suffisamment éprouvées pour que d'autres formes d'énergie soient converties en électricité lorsqu'il y a besoin de les stocker, même si les batteries ont des capacités limitées.

Mais, pour autant, il est possible de stocker l'énergie sous forme d'air comprimé, sous forme mécanique mais aussi et surtout sous forme d'énergie calorifique.

5.1. Les voies mineures de l'air comprimé et de l'énergie mécanique

Le stockage et la distribution d'énergie sous forme d'air comprimé se font depuis de longues années dans l'industrie, en particulier dans les mines à grisou où l'électricité est proscrite en raison des risques d'explosion.

Pour autant, il ne s'agit pas d'une solution satisfaisante, en raison des mauvaises performances des compresseurs et du fait qu'il s'agit de compressions isothermes où l'on fabrique autant de chaleur que d'énergie stockée. En tout état de cause, l'énergie dépensée par les compresseurs est supérieure à l'énergie stockée. Par ailleurs, on ne sait pas récupérer le froid généré par la décompression. Le bilan énergétique est donc au total défavorable.

D'autres dispositifs sont utilisables pour stocker l'énergie, comme par exemple les volants d'inertie. Ces dispositifs présentent actuellement deux inconvénients, d'une part leur prix et d'autre part une énergie stockée par unité de masse inférieure à celle des dispositifs électrochimiques.

En tout état de cause, le stockage d'énergie thermique ne présente pas ces limitations.

5.2. Le stockage thermique et le transport à longue distance

Le stockage thermique n'est pas considéré en France comme un problème important de la politique énergétique.

C'est une profonde erreur si l'on veut bien considérer l'ampleur des besoins et des quantités d'énergie consommées pour produire du froid et de la chaleur qui ne sont fréquemment pas valorisées.

Les besoins de stockage de froid sont considérables, qu'ils soient associés aux énergies renouvelables ou non. Le froid est en effet un élément essentiel de la conservation des aliments. Il est également de plus en plus un élément de confort recherché, non seulement dans le tertiaire mais également dans le résidentiel. Les Etats-Unis et les pays d'Asie du Sud-Est constituent à l'heure actuelle les marchés les plus importants mais l'Europe voit la croissance de la demande exploser à son tour.

Par ailleurs, de nombreux systèmes industriels produisent du froid dans des quantités variables au cours de la journée, d'où la nécessité de stockage, les besoins ne s'exprimant pas toujours au même moment.

Dans l'habitat, tertiaire ou résidentiel, les besoins de froid apparaissent en milieu de journée, d'où l'intérêt d'un stockage si le coût de production du froid est inférieur la nuit.

Les marchés du stockage du froid sont gigantesques³¹. Ainsi aux Etats-Unis, les réseaux de « *district cooling* » ou de distribution d'eau glacée doivent être équipés de systèmes de stockage de froid pour écrêter la consommation d'électricité. Dans les pays chauds où le pic de consommation d'électricité apparaît l'été du fait de la climatisation, l'installation de systèmes de stockage de froid peut même être obligatoire.

Les procédés de stockage du froid ou de la chaleur sont multiples. Ils peuvent mettre en œuvre des chaleurs sensibles, des chaleurs latentes de changement de phase, des chaleurs de réaction, de dilution, d'absorption ou de désorption. L'eau qui a une bonne capacité de stockage est utilisée pour les systèmes de grande taille. La glace a l'avantage de proposer une température bien définie. Les sels eutectiques ont également une température de changement bien définie³². Les hydrates salins sont peu coûteux mais des phénomènes de congruence peuvent dégrader leurs performances. Les paraffines ont également un intérêt.

S'agissant de la chaleur industrielle, les systèmes de cogénération produisent de l'électricité et de la chaleur simultanément, alors que les besoins peuvent être se produire à des moments différents.

Pour le stockage de la chaleur à température élevée, différents types de matériaux peuvent être utilisés, comme le béton armé, le chlorure de sodium, les briques réfractaires, les huiles minérales et les sels fondus à eutectique pour les hautes températures, ainsi que pour des systèmes thermochimiques basés sur la sorption solide-gaz, à présent bien éprouvée.

Le transport à longue distance de la chaleur par simple transport d'un gaz activant des processus physico-chimiques sans autre apport énergétique, est un concept nouveau dont l'intérêt est évident pour l'utilisation rationnelle de l'énergie et la diminution des émissions de CO₂. Ce concept revient à synthétiser de la chaleur ou du froid à grande distance d'une source thermique et pourrait trouver des applications pour valoriser les rejets thermiques de plates-formes industrielles, de centrales thermiques ou nucléaires ou de centrales fonctionnant en cogénération.

6. La biomasse, un ensemble de perspectives prometteuses

A l'instar de l'ensemble des énergies renouvelables, multiples et d'origines variées, la biomasse utilisable à des fins énergétiques offre de multiples possibilités.

Certaines sont utilisées depuis les origines de l'humanité, comme le bois énergie ou les déjections animales, ce qui ne les empêche pas de constituer des sources d'énergies importantes pour l'avenir.

D'autres pistes utilisées traditionnellement avec certaines composantes de la biomasse sont également très anciennes dans d'autres usages mais peuvent être d'une grande utilité pour élargir les sources d'énergies. C'est le cas notamment de la fermentation alcoolique qui conduit à l'éthanol utilisable comme carburant. C'est aussi le cas de la méthanisation des matières fermentescibles, qui conduit à la production de méthane, un gaz énergétique.

³¹ Christophe MARVILLET, CEA-DRT, Anvar, audition du 9 octobre 2001.

³² dans ce cas, les eutectiques sont conditionnés dans des billes étanches placées dans un réservoir, lui-même parcouru par le fluide à réfrigérer.

A côté des procédés traditionnels dont les rendements peuvent être accrus grâce à la chimie et à la physique modernes, l'on trouve aussi de nouveaux procédés, chimiques ou biochimiques, qui ont tous pour but de mobiliser les énergies contenues ou de récupérer les molécules utiles dans des matières ou des matériaux non utilisés jusqu'alors pour produire de l'énergie.

Au total, la biomasse offre une palette de possibilités considérable pour la production d'énergie.

Il s'agit d'une énergie renouvelable, à raison de son taux de rotation, ce qui oblige à une exploitation raisonnée de la biomasse incluant des phases de non-disponibilité de ses ressources.

Il s'agit aussi d'une énergie dont le bilan en termes de CO₂ est par définition équilibré du fait du mécanisme de la photosynthèse, pour autant que l'on utilise ce que l'on plante.

Il s'agit toutefois d'une voie dont le bilan énergétique doit être évalué avec précision, puisque la culture, la collecte et la transformation de la biomasse exigent le plus souvent une dépense énergétique.

6.1. Un ensemble considérable de possibilités différentes

L'utilisation de la biomasse met en œuvre des méthodes très diversifiées fondées sur la structure des végétaux ou sur certaines réactions chimiques qu'il est indispensable de rappeler pour ordonner ce sujet foisonnant.

6.1.1. La combustion de la biomasse et son intérêt, compte tenu de son innocuité théorique vis-à-vis de l'effet de serre

Il est évident que la biomasse ne peut être considérée comme une énergie renouvelable que dans la mesure où les ressources consommées sont remplacées par de nouvelles plantations.

S'agissant de l'impact de la combustion de biomasse, une autre contrainte existe. La combustion donnant lieu à l'émission de CO₂, le bilan n'est nul vis-à-vis de l'effet de serre que si des plantations sont faites à raison de la vitesse de destruction de la ressource.

La photosynthèse est le processus par lequel les végétaux et certaines bactéries effectuent la synthèse de molécules organiques comme le glucose, à partir du gaz carbonique, en utilisant l'énergie lumineuse.

Cette question simple traduite sous la dénomination des puits de carbone a été une pierre d'achoppement des négociations sur le climat et sur la mise en œuvre du protocole de Kyoto. Lors de la conférence de La Haye en novembre 2000, qui s'est soldée par un échec, les Etats-Unis ont estimé qu'aucun programme de lutte contre le réchauffement climatique ne pouvait être complet si l'on ne reconnaissait pas le rôle des forêts et des terres agricoles qui stockent dans certaines conditions du carbone qu'ils prélèvent dans l'atmosphère et permettent ainsi de diminuer les rejets de gaz carbonique.

En réalité, le phénomène est mal connu sur un plan scientifique global.

En tout état de cause, la combustion de la biomasse n'est probablement pas la méthode la plus performante pour la valoriser en terme de lutte contre le changement climatique.

6.1.2. La biomasse source de glucides, chaînes plus ou moins longues de molécules d'un grand intérêt

Les sucres ou glucides sont des composants essentiels et multifonctionnels des êtres vivants, en particulier de la biomasse. Sur le plan énergétique, les glucides ont un intérêt capital puisqu'ils servent au stockage d'énergie et entrent dans la composition des parois cellulaires.

Plusieurs catégorisations peuvent être faites pour les glucides.

1. Les sucres ou glucides peuvent être rangés en trois classes, selon leur comportement par rapport à l'hydrolyse : les oses, qui ne sont pas hydrolysables, les holosides qui sont hydrolysables exclusivement en oses ou en mélange d'oses et les hétérosides dont l'hydrolyse conduit à des oses et à des aglycones qui ne sont pas des oses.

2. Une autre méthode de classement des sucres prend appui sur le fait qu'il s'agit de molécules simples monomères ou bien de polymères.

Les glucides ou sucres simples sont des molécules organiques monomères le plus souvent cycliques ayant de 2 à 7 atomes de carbone et dotées de fonctions alcool OH sur leur pourtour.

Le glucose est d'une grande importance biologique puisqu'il est l'élément central du métabolisme glucidique de l'organisme.

La structure du glucose est un cycle hexagonal formé de 5 atomes de carbone et d'un atome d'oxygène qui a une forme de chaise. Ce cycle est complété par un groupement CH₂OH et 4 groupements OH au-dessus ou au-dessous du plan moyen du cycle. Le fructose est également un sucre monomère, très abondant dans les plantes et les fruits.

Le ribose est également d'une grande importance aussi, puisqu'il fait partie de la structure de l'ARN. Sa structure est celle d'un cycle pentagonal à 4 atomes de carbone et un atome d'oxygène, avec un groupement CH₂OH et trois groupements OH au dessus ou au dessous du plan moyen du cycle.

Les glucides peuvent également être des polymères, plus ou moins complexes.

Le saccharose ou sucre ordinaire que l'on extrait en particulier de la canne à sucre et de la betterave, est une chaîne courte comprenant deux sucres simples. C'est un disaccharide, c'est-à-dire une chaîne formée d'une molécule de glucose et d'une molécule de fructose condensées par deux groupements OH avec perte d'une molécule d'eau. Le lactose est un autre disaccharide, formé d'un cycle glucose et d'un cycle de galactose ou sucre du lait.

Les polymères à chaîne longue unissant un grand nombre de sucres simples sont également très présents dans la nature.

L'amidon ($C_6H_{10}O_5$) qui constitue une réserve d'aliments pour les plantes, entretient la vie de la tige ou du tubercule pendant le repos hivernal et assure le développement. Il est présent dans le tubercule (pomme de terre, betterave) ou bien dans la graine. C'est également un glucide de type polymère. L'amidon peut facilement être hydrolysé en glucose par des acides dilués et des enzymes, les amylases. Il peut aussi donner naissance, au maltose, un disaccharide, par hydrolyse enzymatique.

La cellulose ($C_6H_{10}O_5$)_n, qui est le principal constituant des parois des cellules végétales et le composant organique le plus abondant de la biosphère, est aussi une chaîne formée de milliers de modules élémentaires³³. Les propriétés chimiques de la cellulose sont en rapport avec sa fonction biologique, c'est-à-dire rigidité, insolubilité et inertie chimique.

L'extraction de molécules formant la chaîne de la cellulose est donc une entreprise réalisable à l'aide d'acides et d'enzymes, mais les procédés correspondants sont complexes.

Les hémicelluloses sont un vaste groupe de sucres polymères insolubles dans l'eau, qui sont associés à la cellulose dans les parois cellulaires des plantes.

6.1.3. La fermentation alcoolique

La fermentation alcoolique donne lieu à la formation d'éthanol C_2H_5OH à partir de glucose, selon la réaction suivante : $C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 CO_2 + 2 C_2H_5OH$.

Le glucose est présent dans les sèves végétales, les jus de fruits et le miel. C'est, comme on l'a vu, l'un des sucres monomères, catégorie qui comprend aussi le galactose et le fructose.

6.1.4. La fermentation méthanique

La fermentation méthanique comprend de nombreuses phases. Ces phases qui peuvent se dérouler dans un même récipient ou digesteur, sont l'hydrolyse qui fournit des monomères à partir des polymères organiques et qui conduit à des acides gras, des acides aminés et des sucres notamment.

La phase de fermentation suivante fournit des acides et des alcools à plus ou moins longue chaîne.

L'acétogénèse qui suit transforme les composés précédents en acétates, formiate et hydrogène. La méthanisation intervient enfin.

Ces transformations chimiques s'effectuent sous l'action de micro-organismes anaérobies.

³³ Plus de trois mille unités élémentaires dites cellobiose à deux cycles hexagonaux.

6.1.5. L'ETBE

L'attractivité de l'éthanol en tant que carburant, peut être accrue par sa transformation, par réaction avec l'isobutylène, en ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether), dont la formule chimique est $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-O-C}_4\text{H}_9$.

L'isobutylène est fabriqué à partir de gaz naturel liquide. C'est aussi un co-produit des opérations de raffinage et de la pétrochimie.

L'ETBE présente l'intérêt essentiel de posséder en effet un indice d'octane élevé. L'ETBE peut être mélangé à l'essence dans des proportions allant jusqu'à 20 %.

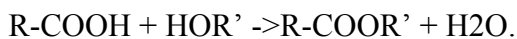
L'ETBE ne doit pas être confondu avec le MTBE, Methyl Tertio Butyl Ether, dont la formule est $\text{CH}_3\text{-O-C}_4\text{H}_9$. Le méthanol était autrefois appelé l'alcool de bois. L'usage du MTBE est souvent critiqué en raison de sa nocivité vis-à-vis des nappes phréatiques et de la couche d'ozone.

6.1.6. Le diester

La production mondiale de plantes oléagineuses s'élève chaque année à plusieurs dizaines de millions de tonnes. Ces plantes donnent notamment des huiles fluides issues du soja, du tournesol, du colza, du coton ou de l'olive que l'on distingue des huiles de palmier dont font partie l'huile de palme ou de coco.

D'une manière générale, les corps gras sont constitués à 99 % par des triglycérides.

On rappelle que l'estérification d'un acide gras par un alcool s'effectue par la réaction suivante qui conduit à la formation d'une molécule d'eau :



Les triglycérides sont eux-mêmes des triesters du glycérol $\text{CH}_2\text{OH-CHOH-CH}_2\text{OH}$ et d'acides gras R-COOH .

Les triglycérides sont susceptibles de subir une hydrolyse et de former des diglycérides.

Dans la pratique, le pressage des graines de colza ou de tournesol livre, d'une part des tourteaux pouvant servir d'aliments pour les animaux, et, d'autre part, des huiles qui peuvent subir une estérification avec du méthanol pour donner des di ou tri-ester dont les caractéristiques physico-chimiques sont très voisines de celle du gazole pétrolier.

Pour des raisons de meilleure tenue dans les moteurs, les diesters utilisés comme carburants automobiles sont préparés à partir du colza.

6.1.7. La pyrolyse

La pyrolyse est la décomposition d'un corps sous l'action de la chaleur. Après une phase de scission radicalaire, des réarrangements atomiques ou moléculaires se produisent pendant la phase dite de condensation pour donner naissance à de nouveaux composés

chimiques. Les réactions pyrolytiques se produisent souvent dans des conditions de température et de pression élevées, le cas échéant en présence de catalyseurs, de solvants ou de lumière.

L'industrie chimique applique souvent la méthode de la pyrolyse, notamment les industries pétrochimiques ou carbochimiques.

Dans le domaine de la biomasse, un exemple important de réaction pyrolytique est l'extraction du méthanol du bois, d'où son nom d'alcool de bois.

Une autre possibilité est la pyrolyse hydrogénante de la biomasse, qui conduit à un mélange d'hydrocarbures avec une teneur en oxygène plus élevée que les hydrocarbures fossiles.

6.1.8. La gazéification

La gazéification de la biomasse, en particulier du bois, est un procédé qui permet d'obtenir un mélange gazeux.

Dans la pratique, la gazéification comprend plusieurs étapes. La première est celle du chauffage et du séchage de la biomasse, suivie d'une deuxième étape de dégazage.

Sous l'action d'air, d'oxygène et de vapeur, une dernière étape permet l'oxydation partielle de la biomasse et la réduction du CO₂ et de l'eau formés en CO et H₂, réactions accompagnées d'une gazéification du carbone solide en CO.

La gazéification de la biomasse a fait l'objet d'études et de construction de pilotes en France jusqu'en 1987, une installation pilote à Clamecy ayant été fermée après les tests.

D'autres pays comme la Finlande, la Suède ou même le Royaume Uni ont pour leur part continué leurs investissements dans ces technologies.

La Finlande a mis au point à Värnamo une installation de type IGCC (Integrated Gas Combined Cycle), qui a une puissance de 6 MWe pour l'électricité et de 9 MWth pour la chaleur, fournie à un réseau de chaleur urbain. Les Etats-Unis s'assignent des objectifs importants dans ce domaine.

En tout état de cause, différents types d'installations peuvent être envisagées, à l'échelle d'une ferme, d'une entreprise ou à échelle plus importante, mais les installations de type IGCC, les plus novatrices semblent n'être rentables pour le moment que pour des puissances élevées.

6.2. L'intérêt multiple du biogaz

La directive européenne sur l'électricité produite par des sources d'énergie renouvelables (SER) a explicitement inclus le biogaz de décharges dans les énergies renouvelables, biogaz issu de « la digestion de la fraction biodégradable des déchets urbains valorisés ».

La biodégradation des déchets ménagers constitue un mode de traitement complémentaire de l'incinération. Il n'existe pas, dans les faits, de guerre entre le recyclage par incinération et le recyclage par biodégradation.

L'importance de l'incinération des déchets urbains et de la production de chaleur associée est considérable en France.

La valorisation du gaz de décharge est également d'une importance capitale dans la lutte contre le changement climatique. Le méthane est en effet un gaz à effet de serre 21 fois plus nocif que le CO₂. Or il est émis suite à la décomposition des matières organiques à l'abri de l'air, notamment par les décharges, qu'elles soient en France ou dans d'autres pays, en particulier dans les pays en développement. On estime que les émissions de CH₄ par les seuls pays en développement équivalent, en termes d'impact sur l'effet de serre, aux émissions de CO₂ de la France³⁴.

Ce qui est clair en tout état de cause, c'est qu'entre une décharge à l'air libre et une installation de stockage et de production d'énergie à partir du gaz de décharge, il y a une création de valeur au lieu de l'acceptation d'une nuisance³⁵.

En réponse aux contraintes pesant sur les décharges de classe 2 depuis octobre 1997, celles-ci sont étanches tant vis-à-vis des nappes phréatiques que de l'atmosphère. De fait, 95 % du CH₄ formé est confiné. Au reste, les décharges confinées avec récupération du CH₄ sont des bioréacteurs fiables, dont les rendements en CH₄ atteignent près de 50 %.

La seule combustion du méthane formé dans une décharge confinée, et donc la transformation du CH₄ en CO₂, permet de diviser par 21 l'impact des émissions en matière d'effet de serre. La valorisation énergétique du gaz en électricité est faite en France.

A titre d'exemple, on peut citer une réalisation d'ONYX et de DALKIA qui ont récemment mis en service une solution de valorisation en électricité du biogaz produit par les deux décharges du Plessis-Gassot et de Claye-Souilly qui reçoivent les déchets de plus de 2 millions de personnes de la région parisienne. La production d'électricité, réalisée avec un groupe de 11 MW, couvre les besoins de 50 000 personnes. Sur les 12 prochaines années, l'énergie produite devrait représenter l'équivalent de 850 000 tonnes équivalent pétrole.

Tableau 29 : État actuel et perspectives de la production d'énergie à partir des déchets

	puissance installée en 2000	potentiel de puissance installée pour 2010
usines d'incinération d'ordure ménagère	300 MW	500 MW
valorisation du biogaz	40 MW	120 MW

Environ 50 % des tonnages mis en décharge chaque année en France sont d'origine industrielle. Les réflexions doivent intégrer cette donnée essentielle.

³⁴ La concentration en CH₄ de l'atmosphère était de 1,72 ppmv en 1994. Les émissions nettes mondiales sont évaluées à 535 millions de tonnes par an, contre 23 milliards de tonnes de CO₂ en 1996³⁴. Pour mémoire, les émissions de CO₂ de la France en 1995 se sont élevées à environ 400 millions de tonnes.

³⁵ Audition des représentants de Vivendi Environnement, 23 mai 2001.

Peut-on pour autant attendre des sauts technologiques dans le domaine de la valorisation des déchets ménagers ?

La qualité du biogaz, liée à celle de la décharge et du drainage, est altérée par les impuretés solides qu'il peut contenir, essentiellement de la silice. Le débit de gaz et également sa qualité sont fonction de la pression atmosphérique sur le couvercle de la décharge. Avec une torchère pouvant brûler les excédents momentanés de biogaz produits par la décharge, la fourniture a une régularité jugée satisfaisante par EDF. On estime à une quinzaine d'années la durée de production d'un compartiment de décharge par fermentation anaérobie, ce qui donne une dimension de long terme à ce type d'investissement.

Pour une collectivité locale, le coût de traitement à court terme des ordures ménagères est de 300 à 400 F / t. La valorisation en aval vient en déduction de ce coût et est payée par l'utilisateur du réseau de chaleur ou de l'électricité produites.

Des travaux ont été effectués récemment par le Conseil général des Mines sur les paramètres de la décision pour les collectivités locales.

En tout état de cause, pour un industriel, les conditions de réalisation d'une décharge avec valorisation du biogaz sont de trois ordres. D'une part, le taux de rentabilité interne doit être supérieur à 10 %. D'autre part le site doit se situer à proximité d'un poste de raccordement EDF. Enfin les conditions de rétribution du client amont ne doivent pas pénaliser la rentabilité du projet.

L'arbitrage entre incinération et décharge avec valorisation du biogaz dépend en particulier d'une batterie de paramètres. La valorisation du biogaz s'applique à des sites ruraux avec des tonnages importants, supérieurs à 200 000 tonnes par an. L'incinération est préférable dans des sites urbains, avec des tonnages de 100 à 200 000 tonnes par an. Au demeurant les conditions économiques, sociologiques et écologiques influent aussi sur le choix.

En outre, la valorisation du biogaz peut se faire par la technologie four-chaudière ou par la technologie des moteurs à gaz, selon le volume annuel (voir tableau ci-après).

Tableau 30 : Critères de choix d'une technologie de valorisation des déchets ménagers

tonnages	technologie
100-200 000 tonnes /an	incinération
200 000 tonnes < < 500 000 tonnes / an	biogaz / moteur à gaz
> 500 000 tonnes / an	biogaz / four-chaudière

En tout état de cause, il importe de remarquer que 20 départements français ne mettent pas en œuvre de traitement des déchets. Dans certains cas, comme pour les Alpes maritimes, on constate des lacunes parallèles en matière de traitement des déchets et de production locale d'électricité.

6.3. Le bois-énergie et les cultures énergétiques : possibilités, bilan et avenir

6.3.1. Le bois énergie

La forêt française couvre 15 millions d'hectares. Les deux utilisations principales de ses produits sont d'une part le bois matériau et le papier, et, d'autre part, le bois énergie.

Le bois d'œuvre et de trituration utilisé par l'industrie du bois et l'industrie papetière représente 36 millions m³ par an³⁶.

Le bois énergie comprend le bois de feu officiellement commercialisé (2,5 millions m³), le bois de rebut valorisé (10 millions m³), les prélèvements hors forêts (10 millions m³) et les bois de feu de l'autoconsommation et du marché parallèle (19,5 millions m³). Selon l'ADEME, la quantité additionnelle de bois énergie disponible à terme pour la production d'énergie, sans concurrence avec l'industrie, et mobilisable à des coûts acceptables, est de 10 à 12 millions de m³ par an, correspondant à 3 Mtep par an.

Tableau 31 : Ressources en bois énergie, utilisées ou disponibles
(source : ADEME, 1994)

provenance	consommation annuelle ³⁷	potentiel d'augmentation annuelle	augmentation économiquement envisageable
forêts	25 millions m ³	37,5 millions m ³	12 millions m ³
bois de rebut et de déchetterie non valorisés	15 millions m ³	1,5 millions m ³	-
total	40 millions m ³	39 millions m ³	12 millions m ³
équivalent tep	9 M tep	9 Mtep	3 Mtep

La valorisation thermique du bois fait l'objet du programme bois-énergie de l'ADEME. Ce programme qui portait de 1994 à 1998 sur 10 régions, est étendu à toute la France depuis 1999. 117 chaufferies collectives et 68 chaufferies industrielles au bois ont été réalisées de 1994 à 1998, le rythme s'accéléralant depuis 1998 et passant à 150 unités par an.

Le nouveau programme bois-énergie 2000-2006 de l'ADEME a pour objectif d'installer plus de 1000 chaufferies nouvelles dont 400 dans le secteur industriel (filère bois) et 600 dans le secteur urbain ou collectif. La puissance supplémentaire installée doit dépasser 1000 MW pour une consommation de bois de 2 millions de m³ par an. Ce programme permettra d'économiser 300 000 tep par an de combustibles fossiles.

Une conséquence à prendre en compte de l'augmentation des usages du bois-énergie est le renchérissement des coûts de la ressource. Ainsi, le coût du kWh thermique est de 5 cF pour les installations utilisant des déchets de bois de l'industrie. Pour les ressources nouvelles à mobiliser, ce coût pourrait atteindre 10 à 15 cF / kWh_{th}.

L'ADEME évalue à 6 millions m³ la quantité supplémentaire que l'on pourrait extraire des forêts à des coûts acceptables. Ceci impose une nouvelle structuration de la filière bois, déjà entamée dans le cadre du programme bois-énergie de l'ADEME.

³⁶ source : ADEME 1994.

³⁷ millions de m³ équivalent bois rond.

6.3.2. La paille et les autres résidus ligno-cellulosiques

Par comparaison à de nombreux pays, dont le Danemark, la France a négligé la valorisation de la paille.

Pourtant, l'agriculture française produit 25 millions de tonnes de paille par an³⁸. L'INRA estime que sur ce total, 5 millions de tonnes sont disponibles sans concurrencer d'autres usages, ni sans créer de danger agronomique.

Ce tonnage représente un potentiel énergétique considérable, comparable à 300-400 000 hectares de cultures énergétiques.

D'autres résidus ligno-cellulosiques de cultures existent, comme les tiges de maïs, dont la plus grande partie est enfouie dans le sol faute d'utilisations³⁹.

Bien entendu, la collecte de ce type de ressources ne serait pas sans poser des difficultés d'organisation et sans occasionner des dépenses énergétiques. Mais on peut imaginer des filières de proximité en liaison avec des chaufferies collectives.

6.3.3. Les différents types de cultures énergétiques

Les cultures énergétiques peuvent être classées en deux catégories.

La première catégorie est celle des cultures ressortissant de l'agronomie générale comme celles du blé, de la betterave et du colza, dont le produit est soit l'amidon principalement, soit des corps gras de type glycérides. Ces cultures conduisent classiquement à l'éthanol ou au diester utilisés comme additifs aux carburants.

La deuxième catégorie de culture énergétique correspond aux cultures ligno-cellulosiques, qui diffèrent selon les régions en fonction des conditions pédo-climatiques.

Concrètement, appartiennent à cette catégorie, les taillis à rotation courte, allant de 2 à 7 ans, les peupliers ou les aulnes que l'on peut envisager de développer dans les zones agricoles marginales, comme les fonds de vallée. On range également dans cette catégorie les cultures pérennes de graminées exploitées annuellement, comme l'herbe à éléphant ou miscanthus ou le « *switch grass* » qui font partie des espèces végétales retenues par les pays scandinaves, en particulier le Danemark pour augmenter la contribution des énergies renouvelables. D'autres graminées sont à ranger dans la catégorie des cultures ligno-cellulosiques, comme la canne à sucre, la canne de Provence ou le roseau.

L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques a consacré en 1997-1998 un rapport à l'étude des « *perspectives de développement des productions agricoles à usage non alimentaire* »⁴⁰.

³⁸ Jean-Claude SOURIE, INRA, audition du 2 octobre 2001.

³⁹ les tiges de maïs broyées conduisent à des sucres en C5 dont la fermentation est loin d'être aisée.

⁴⁰ Les perspectives de développement des productions agricoles à usage non alimentaires, par M. Robert GALLEY, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 3345, Sénat n° 223 (1996-1997).

Ce rapport, dont les conclusions sont toujours actuelles, mettait en évidence les domaines de développement possibles, notamment pour les corps gras, les détergents et les cosmétiques, les plantes à fibre et les biopolymères.

S'agissant des biocarburants, le rapport soulignait l'espoir représenté par une telle filière, pour l'agriculture française mais aussi pour l'économie toute entière : « *l'existence d'une telle filière pourrait rendre d'inestimables services à l'économie française en cas de crise au Moyen-Orient ou de choc pétrolier, événements ne relevant pas précisément de cas d'école...* ».

6.4. Les biocarburants : un potentiel à reconsidérer

L'intérêt des cultures énergétiques, en particulier de celles conduisant aux biocarburants, est fonction de plusieurs critères. D'une part, les rendements en volume récolté à l'hectare doivent être aussi élevés que possible. D'autre part, l'énergie dépensée pour la culture et la récolte doit être inférieure à l'énergie récupérable. Enfin, le bilan environnemental doit être meilleur que pour les combustibles fossiles usuels.

S'agissant des rendements agricoles proprement dits, ce sont évidemment les mêmes que pour les cultures alimentaires, pour chaque espèce considérée⁴¹.

6.4.1. Rendements et bilans énergétiques et environnementaux pour les biocarburants

L'intérêt des biocarburants est renforcé par le fait que le prix de l'alcool agricole est pour la première fois en mai 2001 passé, en prix hors taxes, en dessous du prix de l'essence sortie d'usine.

L'INRA fait état de deux types d'évaluation pour le contenu énergétique de la biomasse⁴².

S'agissant des biocarburants, des évaluations en valeur absolue ont été fournies à vos Rapporteurs. Le bilan énergétique de la filière diester (colza ou tournesol) est positif, puisque pour une tonne de carbone fossile consommée pour la culture et la récolte, 2,3 tonnes d'équivalent carbone fossile sont obtenues. Pour l'éthanol, le bilan est également positif mais dans une moindre proportion, puisque pour une tonne de carbone fossile consommée pour la culture et la récolte, 1,2 à 1,6 tonne d'équivalent carbone fossile est récupérée.

Une autre évaluation établie en valeur relative a également été établie, dans le cadre d'une étude plus vaste concernant le bilan environnemental de différentes filières de la biomasse. Cet impact environnemental de différentes filières de la biomasse a été calculé par l'INRA dans le cadre du projet européen Biofit.

La méthode retenue est de comparer le cycle de vie de différentes filières avec l'homologue fossile le plus proche. Ainsi, par exemple, l'herbe à éléphant ou miscanthus est comparée au gaz naturel, tant sur le plan énergétique, que pour les émissions de gaz à effet de

⁴¹ Pour une culture ligno-cellulosique comme le sorgho fibre, le rendement à l'hectare est de 15-20 tonnes à l'hectare.

⁴² Audition des représentants de l'INRA, 2 octobre 2001.

serre, les émissions de SO_x et de NO_x, ainsi que pour la formation d’ozone troposphérique par photochimique.

Les résultats de cette étude sont présentés dans le tableau ci-après, qui doivent être considérés en valeur relative, par rapport à la base de comparaison choisie, et dont les valeurs absolues n’ont une valeur qu’indicative.

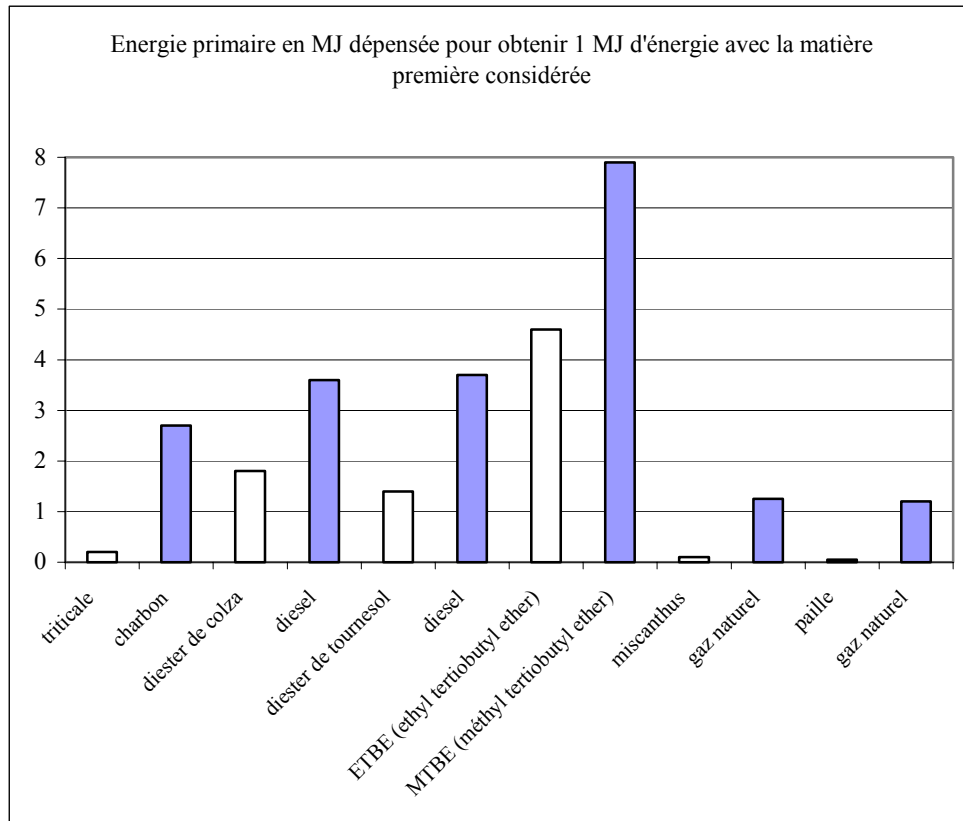
Tableau 32 : Bilan environnemental de différentes composantes de la biomasse
(source : Ghislain GOSSE, Projet Biofit, INRA)

	rendement énergétique MJ/MJ énergie utile	émissions de gaz à effet de serre g CO2 eq. / MJ énergie utile	acidification et eutrophisation g SO2 eq./MJ énergie utile	acidification et eutrophisation NO3 eq. / MJ énergie utile	potentiel de création d'ozone par photochimie g Ethen eq. MJ énergie utile	émission oxyde nitreux (N2O) g N2O eq. / MJ énergie utile
	base de comparaison : énergie électrique					
triticale	0,2	25	0,55	2	0,01	0,035
charbon	2,7	250	6	0,12	0,02	0,01
	base de comparaison : énergie mécanique					
diester de colza	1,8	210	2,4	12,5	0,13	0,4
diesel	3,6	290	0,8	4	0,13	0,025
	base de comparaison : énergie mécanique					
diester de tournesol	1,4	120	1,25	9	0,13	0,14
diesel	3,7	290	0,8	4,5	0,13	0,025
	base de comparaison : énergie mécanique					
ETBE (ethyl tertiobutyl ether)	4,6	290	1	2,1	0,42	0,08
MTBE (méthyl tertiobutyl ether)	7,9	430	0,8	1	0,44	0,04
	base de comparaison : énergie calorifique					
miscanthus	0,1	15	0,2	0,3	0,02	0,02
gaz naturel	1,25	65	0,05	0,1	0,02	0,005
	base de comparaison : énergie calorifique					
paille	0,05	5	0,2	0,2	0,015	0,01
gaz naturel	1,2	65	0,05	0,1	0,02	0,005

Une discussion approfondie des résultats précédents est nécessaire pour évaluer l'intérêt et les limites de la méthode employée.

La première colonne indique quelles sont les quantités d'énergie en MJ⁴³ qu'il est nécessaire de dépenser pour obtenir 1 MJ d'énergie utile avec la matière première considérée (voir graphique ci-après).

Figure 14 : Estimation de l'énergie dépensée pour obtenir 1 MJ d'énergie à partir de la source d'énergie considérée (source : Ghislain GOSSE, INRA)



Ainsi, l'énergie nécessaire pour obtenir la quantité de triticale, un hybride du seigle et du blé, qui dégagera 1 MJ par combustion, est dix fois moins importante que celle consommée pour extraire et apporter la quantité de charbon permettant de récupérer la même quantité de 1 MJ. Ce résultat paraît quelque peu paradoxal. En réalité, il correspond à la situation d'une chaudière de faible capacité décentralisée en France, à proximité de cultures de triticale, alors que le charbon doit être importé et acheminé en milieu rural.

La comparaison du diester de colza ou de tournesol avec le diesel est également intéressante. L'énergie à fournir pour produire un volume de gazole susceptible de restituer 1 MJ, incluant le transport et le raffinage, est 1,9 fois supérieure à celle de son équivalent en diester de colza et 2,7 fois supérieure par rapport au diester de tournesol. Ce résultat vaut en particulier pour l'avantage qu'il donne au diester de tournesol par rapport au diester de colza.

S'agissant de l'ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether), l'étude montre qu'il y a un avantage énergétique à le privilégier au détriment du MTBE, un résidu du raffinage issu du vapocraquage d'hydrocarbures. Nonobstant, l'énergie consommée pour produire l'ETBE est

⁴³ MJ : mega Joule.

relativement importante, puisqu'à l'énergie dépensée pour la collecte et la fermentation, s'ajoutent les dépenses énergétiques pour la distillation et l'éthérification.

Les résultats relatifs au miscanthus et à la paille doivent en tout état de cause être explicités, tant ils sont en apparence paradoxaux. La référence est le gaz naturel dans une situation où il y a simple combustion et donc absence de cogénération, ce qui, à l'évidence, diminue les performances globales du gaz. Par ailleurs, les hypothèses prises pour la valorisation de la biomasse lui sont favorables. En effet, il s'agit de chaudière de 2 MWth environ, avec un rayon de collecte compris entre 5 à 10 km, ce qui minimise les frais de transport et la dépense énergétique correspondante.

Quant aux bilans environnementaux établis par l'INRA (voir tableau précédent), leurs résultats sont, sauf pour les émissions de NO₃, largement favorables aux différentes filières de la biomasse, ce qui soulève moins de difficultés que pour l'évaluation énergétique.

En tout état de cause, il semble nécessaire de poursuivre les études pour disposer d'évaluations incontestables et multidimensionnelles des avantages des biocarburants.

En effet, d'autres aspects doivent être quantifiés, notamment l'intérêt de ces productions en termes de contribution à l'indépendance énergétique ainsi qu'en termes de revenu national, dans la mesure où leur contenu en emplois nationaux est par définition beaucoup plus important que celui des hydrocarbures importés.

6.4.2. Le potentiel théorique des biocarburants

Compte tenu de la puissance de l'agriculture française, il peut apparaître intéressant d'estimer quelle pourrait être sa contribution théorique à l'approvisionnement en énergie, en particulier en carburants, de la France⁴⁴.

On estime à 40 millions de tonnes équivalent pétrole, la consommation de carburants pour le transport routier. On peut alors poser la question suivante : *quelle serait la surface agricole à spécialiser dans des cultures énergétiques pour fournir 25 % de cette consommation, c'est-à-dire pour fournir 10 Mtep ?*

Deux paramètres importants sont alors à considérer : d'une part les surfaces et les productions agricoles françaises, et, d'autre part, les rendements énergétiques des différentes cultures envisageables.

Le tableau suivant donne les surfaces cultivées et les productions agricoles estimées pour 2001.

⁴⁴ Communication de M. Édouard FABRE, CNRS, 9 octobre 2001.

Tableau 33 : Surfaces agricoles françaises
(source : Agreste, Ministère de l'agriculture)

	surfaces	production en tonnes (estimations 2001) ^o
surface agricole utile	30 000 000 ha	
jachères	1 300 000 ha	
forêts	15 000 000 ha	
<i>céréales</i>	<i>9 000 000 ha</i>	
blé tendre	4 600 000 ha	31 484 000 t
blé dur	324 000 ha	1 538 000 t
orge, escourgeon	1 660 000 ha	9 681 000 t
avoine	108 000 ha	458 000 t
seigle	32 000 ha	144 000 t
triticale	232 000 ha	1 168 000 t
maïs	1 891 000 ha	16 500 000 t
sorgho grain	63 000 ha	400 000 t
<i>oléagineux</i>	<i>1 928 000 ha</i>	
colza	1 118 000 ha	3 093 000 t
tournesol	706 000 ha	1 700 000 t
soja	104 000 ha	320 000 t
<i>protéagineux</i>	<i>454 000 ha</i>	<i>1 902 000 t</i>
<i>betteraves</i>	<i>428 000 ha</i>	<i>30 000 000 t</i>

Les rendements énergétiques à l'hectare sont par ailleurs indiqués au tableau suivant. On constate des différences considérables, d'un facteur allant jusqu'à plus de 3.

Tableau 34 : Rendements énergétiques de cultures
(source : Édouard FABRE, CNRS)

culture	rendement énergétique à l'hectare en tep/ha/an	surface cultivée nécessaire pour obtenir 10 Mtep
colza	1 tep/ha/an	10 millions d'hectares
blé	1,3-1,4 tep/ha/an	7 millions d'hectares
maïs	1,7-1,9 tep/ha/an	5,5 millions d'hectares
betterave	3,5-3,8 tep/ha/an	3 millions d'hectares
triculture (blé, maïs, betterave)	2,5 tep/ha/an	4 millions d'hectares

Un calcul en première approximation conduit à une conclusion simple, suivant laquelle 10 Mtep pourraient être fournies par 4 millions d'hectares en triculture blé-maïs-betterave.

En intégrant les inputs et notamment les inputs d'engrais et d'énergie utilisée pour les cultures, on peut estimer à 5-6 millions d'hectares la surface agricole nécessaire pour fournir 25 % de la consommation nationale de carburants automobiles.

Ce chiffre brut est évidemment à rapprocher des 1,3 million d'hectares en jachère. Il est également à rapprocher des 9 millions d'hectares actuellement consacrés en France aux céréales.

6.4.3. Bilan et possibilités pratiques de développement des cultures énergétiques

Les surfaces consacrées en France aux cultures énergétiques, ont représenté 320 000 ha en 1999-2000, dont 20 000 hectares pour le blé et 300 000 hectares pour le colza et la betterave.

En 2002, compte tenu de la réforme de la politique agricole commune intitulée Agenda 2000, la production française totale de biocarburants devrait atteindre 761 507 tonnes, selon le tableau ci-après.

Tableau 35 : Estimation de la production française de biocarburants en 2002
(source : J.C. SOURIE, S. ROZAKIS, INRA)

2002 / tonnes	betterave	blé	colza	total
Production d'ETBE	249 333	124 667		374 000
Production de diester de colza			387 507	387 507
Total	249 333	124 667	387 507	761 507

La production de biocarburants a décollé en Europe au début des années 1990. L'Union Européenne est désormais le 3^{ème} producteur mondial, derrière le Brésil et les Etats-Unis. Au sein de l'Union européenne, la France occupe le 1^{er} rang avec la moitié de la production européenne d'éthanol et d'esters. On trouvera ci-après les chiffres de la production mondiale d'éthanol.

Tableau 36 : Production mondiale d'éthanol
(source : Le Betteravier français n° 768, 24 avril 2001)

	volume (millions d'hectolitres)	matière première	utilisation
Brésil	150	canne à sucre	mélange à 22% dans l'essence
Etats-Unis	60	maïs	mélange à 10 % dans l'essence
Canada	2,4	céréales	ETBE
France	1,1	70 % de betteraves 30 % de céréales	ETBE
Espagne	1	orge et blé	ETBE
Suède	0,2	blé ou orge	mélange de 5 à 10 % dans l'essence

Le récent plan Bush « *National Energy Policy* » assigne un objectif simple et clair en termes de biocarburants : atteindre en 2010 une part de 10 % des carburants utilisés.

Compte tenu du bilan énergétique favorable et des avantages environnementaux des cultures énergétiques, est-il possible d'augmenter sensiblement la production française de biomasse à usage énergétique ?

La culture à des fins énergétiques de plantes alimentaires comme le blé, la betterave ou le colza pourrait être étendue, à condition de lever des obstacles techniques et de mieux gérer qu'actuellement la concurrence entre cultures à usages alimentaires et cultures à usages énergétiques.

Sur un plan technique, les cultures pérennes récoltées annuellement introduisent une contrainte significative pour les agriculteurs. Alors qu'ils peuvent basculer d'une année sur l'autre, leur production d'une culture à une autre pour le blé, le colza ou la betterave, en revanche l'introduction d'une culture pérenne même récoltée annuellement introduit un élément de rigidité dans les productions que de nombreux exploitants ne sont pas prêts à accepter, sauf au cas où des programmes de soutien à long terme seraient mis en place.

D'autres obstacles techniques existent quant à la mobilisation à des fins de cultures énergétiques, des fonds de vallée ou de parties du territoire non cultivées. De telles cultures systématisées pourraient d'une part faire lever des oppositions, et, d'autre part, porter atteinte à la biodiversité.

Mais l'extension des cultures énergétiques doit d'abord être compatible avec la politique agricole et à ses objectifs en matière de cultures alimentaires.

A cet égard, nombreux sont les experts qui recommandent une meilleure coordination entre la politique énergétique européenne et la politique agricole commune. La réduction de 10 à 5 % des jachères à l'horizon 2002, suite à la réforme de cette dernière renforce l'importance de la question de l'opportunité d'étendre les surfaces consacrées aux cultures énergétiques, qui utilisent précisément en grande partie les surfaces en jachère.

L'INRA a récemment étudié l'intérêt de produire des biocarburants sur les surfaces en jachère, compte tenu du prix des hydrocarbures fossiles. Un modèle d'équilibre partiel a été utilisé à cet effet. La démarche consiste à calculer dans un premier temps les coûts de production, à comparer ces derniers aux prix des hydrocarbures sur le marché et à déterminer si le surcoût a une contrepartie intéressante pour la collectivité.

Le tableau suivant présente les différents coûts de production suivant les filières et les prix du marché correspondants à la moyenne des prix observés sur la période 1992-2000 et en 2000.

Tableau 37 : Coûts de production des biocarburants et prix du marché
(source : JC SOURIE et S. ROZAKIS, INRA⁴⁵)

euros/l	coût de la ressource ^{46 47}	coût de conversion	ventes de co-produits	coût du biocarburant	prix de l'hydrocarbure correspondant (moyenne 1992-2000)	prix de l'hydrocarbure correspondant (2000)
ETBE de blé	0,08	0,27	-0,06	0,29	0,13	0,27
ETBE de betterave	0,08	0,25	0,002	0,32	0,13	0,27
Diester de colza	0,37	0,22	-0,19	0,40	0,14	0,25

Les coûts de production des biocarburants s'étagent donc entre 0,29 et 0,40 euros /l.

⁴⁵ Bio-fuel production system in France : an Economic Analysis, Biomass & Bioenergy, 20 (2001) 483-489, Pergamon.

⁴⁶ Les coûts incluent le surplus de l'exploitant et le montant de l'incitation économique.

⁴⁷ En cas d'abandon du programme de jachère, la concurrence entre les usages alimentaires et les usages énergétiques augmentent le coût de l'ETBE et du diester de colza de 0,4 euros / l.

Si l'on prend comme référence la moyenne des cours observés de 1992 à 2000, soit 18,6 dollars américains et 1 \$ = 0,87 euros, alors le coût de l'ETBE est de 2,2 à 2,4 fois plus élevé que le prix de l'essence sans plomb et celui du diester de colza 2,9 plus élevé que le prix du diesel.

Mais, si au contraire, l'on prend comme référence le prix moyen du baril en 2000, soit 28,11 dollars américains par baril, avec un dollar à 1,06 euro, alors, les surcoûts sont très inférieurs, avec des ratios de 1,1 et 1,6. Par ailleurs, pour la première fois, en mai 2001, le coût de production total des biocarburants est passé en dessous du prix des hydrocarbures.

Pour accroître la compétitivité des biocarburants, plusieurs actions sont possibles.

La première est à préoccupation environnementale. On pourrait différencier les carburants d'hiver et d'été, comme cela est fait dans certaines régions des Etats-Unis, en incluant une part de biocarburants dont la composition de la saison. L'intérêt environnemental des biocarburants serait ainsi encore renforcé⁴⁸.

Par ailleurs, le coût de la ressource devrait être diminué, ce qui est particulièrement important pour le diester de colza étant donné l'importance relative de ce coût.

Les rendements des procédés de conversion sont également un facteur critique.

Enfin, un dernier facteur essentiel de diminution du coût des biocarburants est la valorisation parallèle des co-produits. Nombreux sont les experts qui considèrent qu'aucune exploitation rentable de la biomasse n'est possible sur le plan énergétique s'il n'y a pas de valorisation systématique des co-produits.

En tout état de cause, les calculs présentés ci-dessus ne prennent pas en compte les externalités. Or les avantages en termes environnementaux des cultures énergétiques par rapport aux combustibles fossiles sont importants, comme on l'a vu plus haut. Ces avantages sont également notables sur le plan de l'aménagement du territoire, en permettant une mise en valeur possible de nouvelles surfaces et le maintien voire la création d'emplois ruraux.

Les nouvelles études de l'INRA confirment donc que les biocarburants représentent une option positive pour l'économie française.

Les deux questions centrales concernant leur développement auxquelles il convient toutefois d'apporter une réponse, sont d'une part l'harmonisation de la politique énergétique européenne avec la politique agricole commune, et, d'autre part la concurrence sans doute croissante à l'avenir des usages énergétiques de la biomasse avec les usages à forte valeur ajoutée de production de synthons pour l'industrie chimique et pharmaceutique grâce aux biotechnologies.

On peut se demander par ailleurs, s'il ne serait pas opportun d'imaginer quelles pourraient être les modalités d'un rapprochement entre les compagnies pétrolières et le monde agricole, faute de quoi les biocarburants risquent d'avoir des difficultés à s'imposer du fait des antagonismes entre producteurs et distributeurs.

⁴⁸ Communication de M. Christian NGÔ, 2 octobre 2001.

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.

**L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES
DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
Chapitre III, 1^{ère} partie**

CHAPITRE III : QUELLE POLITIQUE POUR L'AVENIR ?..... 157

**UNE POLITIQUE À RENFORCER NON PAR UN SOUTIEN ACCRU À LA PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE MAIS PAR LA REVITALISATION DE LA RECHERCHE, DE
L'INDUSTRIE ET DE LA COOPÉRATION TECHNIQUE..... 157**

I.- LE BILAN : UNE POLITIQUE QUI SE MET EN PLACE DANS CERTAINS SECTEURS.....	159
1. <i>L'engagement du Gouvernement en faveur du développement des énergies renouvelables</i>	159
2. <i>L'ADEME</i>	161
3. <i>Le CNRS en phase de mise au point d'un nouveau programme</i>	164
4. <i>Les travaux du CEA</i>	165
4.1. L'hydrogène et les piles à combustible.....	165
4.2. Le photovoltaïque.....	166
4.3. La production de biocarburants par traitement chimique de la biomasse	167
4.4. L'efficacité énergétique dans le thermique.....	167
5. <i>L'action du ministère de la Coopération et de l'Agence française de développement</i>	167
5.1. Des contraintes politiques fortes.....	167
5.2. L'aide à la structuration des politiques énergétiques des pays en développement.....	168
5.3. L'aide aux projets de développement énergétique.....	169
II. – LE CONSTAT : DES MESURES DE SOUTIEN COÛTEUSES MAIS INSUFFISAMMENT CIBLÉES SUR LES ENJEUX MAJEURS - TECHNOLOGIQUES, INDUSTRIELS ET EUROPÉENS	171
Introduction : les coûts de production de l'électricité et de la chaleur	171
1. <i>Le coût très élevé des mesures de soutien à l'éolien</i>	173
1.1. Un surcoût important dû aux tarifs de rachat et aux coûts de réseau	173
1.2. Une incertitude sur le montant exact du surcoût mais la certitude de son ampleur.....	178
2. <i>Une équation plus favorable pour le photovoltaïque</i>	178
2.1. Le coût du tarif de rachat.....	179
2.2. Les subventions nécessaires	179
3. <i>Un retard accumulé dans la politique de recherche et développement</i>	180
3.1. Des dépenses publiques de R & D sur les énergies renouvelables globalement insuffisantes	180
3.2. Les programmes européens de R&D sur les énergies renouvelables.....	186
3.3. Un retard de la R&D publique française pour la quasi-totalité des filières d'énergies renouvelables	188
3.4. Des chiffres récents traduisant une augmentation de crédits alloués	192
4. <i>De multiples verrous technologiques à faire sauter</i>	194
4.1. L'éolien	194
4.2. Le solaire photovoltaïque	195
4.3. Le solaire thermique	199
4.4. Le solaire thermodynamique	199
4.5. La géothermie.....	200
4.6. L'utilisation du courant continu.....	203
4.7. La recherche sur le stockage de l'énergie et la pile à combustible	203
4.8. La biomasse.....	206
5. <i>La pression de plus en plus forte de la Commission européenne en faveur du développement des énergies renouvelables</i>	208
5.1. Le développement durable, l'un des 3 axes de la stratégie européenne.....	208
5.2. La primauté du développement durable sur l'harmonisation des conditions de concurrence	209
5.3. La directive 2001/77/CE, un point de départ ambitieux	211
5.4. Les aides financières mises en oeuvre par l'Union européenne.....	212
5.5. Les nouvelles échéances : la performance énergétique des bâtiments et les biocarburants	212

[Suite du rapport : chapitre III, 2ème partie ; conclusions et recommandations ; examen du rapport par l'Office ; annexes](#)
[Retour au sommaire du rapport](#)

Chapitre III : quelle politique pour l'avenir ?

**UNE POLITIQUE À RENFORCER NON PAR UN SOUTIEN ACCRU À LA PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE MAIS PAR LA REVITALISATION DE LA
RECHERCHE, DE L'INDUSTRIE ET DE LA COOPÉRATION TECHNIQUE**

Une fois identifiés les types d'utilisation des énergies renouvelables à privilégier au plan national comme au plan mondial, il reste à déterminer quelles mesures de politique énergétique il convient de mettre en place pour tirer tout le parti que l'on peut en attendre du potentiel qu'elles recèlent.

A l'instar de nombreux pays européens, la France fait depuis 1998 une place nouvelle aux énergies renouvelables de par sa politique de diversification énergétique.

Des actions ont donc été engagées dont il convient de faire le bilan.

En réponse à la directive européenne du 27 septembre 2001 sur la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, dont la discussion a débuté en 2000, et avec les outils mis en place par la loi du 10 février 2000 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, une politique d'obligation d'achat a été introduite, en rupture avec la pratique antérieure des appels d'offre.

De même, les organismes de recherche ont été invités à renforcer leurs travaux sur les énergies renouvelables, tandis que l'ADEME voyait ses moyens renforcés pour amplifier ses actions d'incitation à la production et à l'utilisation d'énergies renouvelables.

Si un bilan de ces actions doit être fait en valeur absolue, il s'agit également de déterminer si ces efforts sont proportionnés aux enjeux du développement des énergies renouvelables.

En particulier, il convient d'estimer le coût des mesures récemment décidées, de recenser les verrous technologiques que la recherche doit ouvrir et à quel prix, et enfin de vérifier si la France est à même dans le cadre actuel de remplir ses obligations européennes telles qu'elles sont actuellement en vigueur ou annoncées.

A l'issue de ces analyses, il apparaît clairement que la politique française des énergies renouvelables, si elle a amorcé une nouvelle orientation, doit accélérer sa marche en avant tout en recentrant ses priorités sur les filières dont le rapport coût-bénéfice est le plus intéressant pour l'économie nationale, sans pour autant oublier que la France possède une tradition historique de coopération qui peut trouver une nouvelle dimension avec des coopérations de terrain centrées sur la mise en œuvre des énergies renouvelables.

I.- Le bilan : une politique qui se met en place dans certains secteurs

1. L'engagement du Gouvernement en faveur du développement des énergies renouvelables

La politique du Gouvernement dans le domaine des énergies renouvelables comporte trois axes : d'une part la fixation d'un objectif clair et ambitieux pour leur développement, d'autre part la mobilisation de moyens suffisants pour atteindre cet objectif et enfin une politique de sensibilisation des acteurs du domaine et des citoyens¹.

Le premier axe est un fort engagement en faveur du développement des énergies renouvelables qui s'est notamment traduit par les efforts couronnés de succès de la présidence française, pour que le Conseil industrie-énergie de l'Union européenne adopte le 5 décembre 2000 le projet de directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

La France s'assigne, comme cela est indiqué dans cette directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001, l'objectif de produire en 2010 21 % de son électricité à partir des énergies renouvelables. En outre, la France s'assigne un autre objectif, celui-ci concernant toutes les énergies et non pas la seule électricité, à savoir que les énergies renouvelables représentent 15 % de sa consommation d'énergie finale².

Pour le Gouvernement, l'objectif des 21 % d'électricité produite à partir des énergies renouvelables est un objectif ambitieux mais réaliste. Pour y parvenir, la France doit adopter une croissance sobre, « *la première des énergies renouvelables étant l'énergie non consommée* », et faire changer d'échelle sa production d'énergies renouvelables.

Le deuxième axe de la politique française consiste à mobiliser des moyens suffisants pour atteindre les objectifs. L'ADEME constitue un acteur de premier plan dont l'action est encadrée par son contrat de plan signé en juin 2001. L'ADEME et les régions associées par leur contrat de plan État-région dépenseront 100 millions d'euros par an aux actions de soutien directe, en particulier pour le thermique, le solaire photovoltaïque et le bois-énergie. L'ADEME allouera 20 millions d'euros au soutien d'actions de recherche et développement.

Par ailleurs, un régime fiscal particulier favorise le développement des énergies renouvelables. En cumulant les effets des crédits d'impôt et des taux réduits de TVA, les coûts d'acquisition de certains équipements mettant en œuvre des énergies renouvelables peuvent être réduits de 15 à 30 %. Le régime de défiscalisation des investissements dans les DOM et l'amortissement exceptionnel sur un an des matériels destinés à économiser l'énergie et des équipements de production d'énergies renouvelables ouvrent des perspectives importantes au développement de celles-ci dans les entreprises.

¹ Allocution de M. Christian PIERRET, Secrétaire d'Etat à l'industrie, audition publique du 8 novembre 2001.

² Déclaration de M. Christian PIERRET au Colloque du Syndicat des Energies Renouvelables, Paris, 12 juin 2001.

Mais le dispositif le plus important est sans doute l'obligation d'achat avec des tarifs adaptés aux objectifs de chaque filière, telle qu'elle a été renforcée dans la loi du 10 février 2000 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité.

Le tarif éolien arrêté le 22 juin 2001³ crée une incitation au développement d'installations d'aérogénérateurs, tout en prévoyant un ajustement en fonction de la qualité intrinsèque du site (voir tableau suivant).

Tableau 1 : Tarifs de rachat de l'électricité éolienne selon l'arrêté du 22 juin 2001

	Années 1 à 5		Années 6 à 15		Années 16 et au-delà Deuxième contrat	
	métropole	Corse, DOM	métropole	Corse, DOM	métropole	Corse, DOM
$h \leq 1900$	55 cF/kWh (83 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	55 cF/kWh (83,8 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	29 cF/kWh (44,2 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)
$1900 < h < 2400$	55 cF/kWh (83 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	interpolation linéaire	interpolation linéaire	29 cF/kWh (44,2 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)
2400 h	55 cF/kWh (83 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)	49 cF/kWh (74,7 euro/MWh)	29 cF/kWh (44,2 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)
$2400 < h < 3300$	55 cF/kWh (83 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	interpolation linéaire	interpolation linéaire	29 cF/kWh (44,2 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)
$h \geq 3300$ h	55 cF/kWh cF/kWh (83 euro/MWh)	60 cF/kWh (91,5 euro/MWh)	20 cF/kWh (30,5 euros/MWh)	30 cF/kWh (45,7 euro/MWh)	29 cF/kWh (44,2 euro/MWh)	39 cF/kWh (59,5 euro/MWh)

En outre, ce tarif introduit un plafond de 1500 MW, au-delà duquel le tarif de rachat diminue de 10 %. De plus chaque année, le tarif de rachat baisse de 3,3 % en francs constants, de manière à intégrer les effets du progrès technique.

L'arrêté relatif aux prix du rachat du courant produit par cogénération a été adopté le 31 juillet 2001.

S'agissant de l'hydraulique, l'arrêté du 6 décembre 2000 a rendu éligible à l'obligation d'achat, les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers. Mais les tarifs de rachat proprement dits en cours d'élaboration n'ont pas encore été publiés au Journal Officiel. Il en est de même pour la biomasse.

Deux projets d'arrêtés sont en attente de publication, ceux relatifs à l'électricité produite à partir des déchets ménagers et du biogaz de décharge.

Le processus d'examen est par ailleurs en cours pour la géothermie et l'électricité produite à partir du bois.

Par ailleurs, début novembre 2001, les tarifs de rachat du courant produit par des installations photovoltaïques avaient été fixés par le Secrétariat d'État à l'industrie au niveau

³ Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000, publié au Journal Officiel du 22 juin 2001.

de 2 F/kWh pour les DOM et la Corse et 1 F/kWh pour la métropole et étaient en cours d'examen par le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz. Des subventions à l'achat d'équipements de cette nature sont par ailleurs versées par l'ADEME.

En tout état de cause, le Secrétariat d'État à l'industrie prévoit d'organiser des appels d'offre, dans le cadre de la programmation pluriannuelle d'investissement, au cas où un écart important se produirait par rapport à l'objectif de 21 % fixé par la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

Le troisième axe de la politique du Gouvernement porte sur la sensibilisation des acteurs et de la population à l'importance de développer les énergies renouvelables. Du point de vue du Secrétariat d'État à l'industrie, le Schéma de services collectifs de l'énergie a permis de révéler des initiatives et des projets. Par ailleurs, les 1^{ères} journées de l'énergie organisées dans toute la France du 14 au 20 mai 2001 ont été centrées sur les énergies renouvelables. Enfin, le Programme national de l'amélioration de l'efficacité énergétique permettra de financer la mise en place d'un réseau d'information de proximité, les Points Info Énergie ou PIE, dans le domaine de l'utilisation rationnelle de l'énergie et du recours aux énergies renouvelables, à destination des particuliers et des petites entreprises et des collectivités locales⁴.

Il est en effet indispensable, pour le Secrétariat d'État à l'industrie de « *favoriser le passage à l'acte au niveau local* » afin de créer une dynamique permettant d'atteindre les objectifs. Selon l'expression de M. Christian PIERRET, le Gouvernement sera « *intraitable* »⁵.

2. L'ADEME

L'ADEME est un établissement public industriel et commercial (EPIC) placé sous la triple tutelle des ministres chargés de la recherche, de l'environnement et de l'énergie.

L'ADEME a été créé par la loi n° 90-1130 du 19 décembre 1990, par fusion de trois établissements existants : l'Agence pour la Qualité de l'Air (AQA), l'Agence Française de Maîtrise de l'Énergie (AFME) et l'Agence Nationale pour la Récupération et l'Élimination des Déchets (ANRED).

L'ADEME a un champ d'intervention très large puisqu'elle traite de pollution atmosphérique, de pollution sonore, de déchets, d'économies d'énergie, et de développement des énergies renouvelables.

Au plan financier, 1999 a constitué une année charnière pour l'ADEME. Jusqu'en 1998, l'agence était principalement financée par des taxes affectées (et minoritairement par des crédits budgétaires). Depuis 1999, suite à la création de la TGAP qui a regroupé ces taxes pour les verser au budget général de l'État (en 1999) puis au Fonds de financement de la

⁴ « Les PIE seront constitués en partenariat avec les collectivités territoriales, les organisations professionnelles et les associations. Le financement, assuré par un conventionnement avec l'ADEME, sera établi sur la base de 100 000 F/an pour l'activité d'un service assurée par une personne. Les moyens mis à disposition de l'ADEME lui permettront de participer au financement de l'activité de 500 personnes recrutées par ce réseau d'information, au côté de ses partenaires » in Présentation du Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique, 6 décembre 2000.

⁵ Allocution du 8 novembre 2001, op.cit.

réforme des cotisations patronales de sécurité sociale (FOREC - depuis 2000), l'ADEME est financée presque exclusivement par des crédits d'origine budgétaire.

Tableau 2 : Montants et parts des crédits de ministères de l'environnement, de l'industrie et de la recherche (budgets prévisionnels d'intervention - 1997-2000)
(source : Rapport ADNOT⁶)

millions F et %	1997		1998		1999		2000	
secrétariat d'État à l'industrie	75	25 %	75	32 %	242	12 %	242	9 %
ministère de la recherche	109	37 %	109	46 %	109	5 %	115	4 %
ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement	112	38 %	52	22 %	1.688	83 %	2.221	86 %
total	296	100 %	236	100 %	2 039	100 %	2 578	100 %

Les sommes allouées par l'ADEME au développement des énergies renouvelables ont été considérablement renforcées à partir de 1999, comme l'augmentation de son budget l'y autorisait⁷. A cet égard, il faut noter l'importance de la décision d'affecter le produit de la TGAP au financement des 35 heures qui a été compensée par une augmentation considérable de la subvention octroyée par le Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, bouleversant l'équilibre des forces entre les trois tutelles.

L'augmentation enregistrée en 1999 a permis à l'ADEME d'une part de renforcer les programmes existants comme le plan bois-énergie, le développement des énergies renouvelables dans les DOM-TOM et en Corse, le soutien à la R&D sur le solaire photovoltaïque et d'autre part de concevoir le Plan Hélios récemment rebaptisé Plan Soleil visant à développer le solaire thermique.

Le budget dont dispose l'ADEME pour le développement des énergies renouvelables est en 2001 d'environ 384 millions de francs, dont 137 millions environ consacrés à la recherche et au développement.

Les effectifs de l'ADEME sont en 2001 de 800 personnes en contrat à durée indéterminée et de 200 contrats à durée déterminée, la moitié des effectifs totaux étant installés dans les régions.

Dans l'organisation de l'ADEME, la commission nationale des aides de l'ADEME est présentée par le président du conseil d'administration comme jouant un rôle particulièrement important⁸. Cette commission est composée d'une manière ouverte, rassemblant des représentants des tutelles mais aussi des fédérations professionnelles. Elle est relayée localement par des commissions régionales. Les décisions d'octroi des aides sont prises au niveau régional lorsque leur montant est inférieur ou égal à 1 million F. La décision remonte au niveau de la commission nationale lorsque le montant est supérieur à un million et inférieur à 10 millions de francs. Au-delà c'est le conseil d'administration qui statue.

⁶ Rapport d'information de M. Philippe ADNOT au nom de la commission des finances, du contrôle budgétaire et des comptes économiques de la Nation du Sénat, n° 236 (2000-2001).

⁷ Le montant des aides au développement des énergies renouvelables en 1997 était de 70 millions F.

⁸ Audition de M. Pierre RADANNE, 10 octobre 2001.

Le contrat de plan 2000-2006 signé entre l'État et l'ADEME fixe à cette dernière des objectifs pour chacun de ses domaines d'activités. S'agissant des énergies renouvelables, on trouvera au tableau suivant les différents buts que l'agence doit atteindre.

Tableau 3 : Engagements de l'ADEME à l'horizon 2006 dans le domaine des énergies renouvelables
(source : ADEME, contrat de plan 2000-2006)

domaine	engagement de 1 ^{er} cercle	engagement de 2 ^{ème} cercle
solaire thermique en métropole	- 550 000 m ² installés d'ici 2006	- 1300 emplois créés - atteindre 3625 F/m ² du coût installé dans l'existant pour l'individuel et 2500 F/m ² pour le collectif
bois combustible	- 1000 chaufferies supplémentaires dont 20 opérations de très grosse puissance - 200 MWe installés (soit un productible de 1200 GWh/an) - promotion de l'utilisation du bois domestique (certification des équipements, produits clés en main, réseau de distribution du bois classé)	- 1200 emplois supplémentaires créés
biogaz	- 800 ktep/an d'énergie thermique substituée - 360 MWe de puissance électrique installée (soit un productible de 1800 GWh/an)	
biomolécules		- développement d'opérations pilotes et industrielles en vraie grandeur
production d'électricité	- électricité hors réseau avec solaire photovoltaïque : 500 sites supplémentaires correspondant à 500 kWc installés	- coût de revient du kW éolien installé : 6000 F/kW - coût de revient du solaire photovoltaïque hors réseau : 100 F/Wc - coût de revient du solaire photovoltaïque sur réseau : 30 F/Wc
géothermie	- maintien de 140 000 tep géothermales en Ile de France - validation industrielle d'une nouvelle filière de production électrique	
bois de construction		- consommation de 2,4 Mm ³ supplémentaires de bois dans la construction
biocarburants		- gain de compétitivité de 20 % - valorisation commerciale des additifs (350 à 430 000 tep/an)
développement des énergies renouvelables dans les DOM-TOM et la Corse	- 80 000 m ² solaire thermique installés - 500 sites isolés électrifiés par an - 445 GWh/an d'électricité produite sur réseau (éolien, petite hydraulique, géothermie)	

S'agissant de cette programmation, toute la question est de savoir si les objectifs retenus correspondent aux vraies priorités que doit se donner la politique énergétique française.

3. Le CNRS en phase de mise au point d'un nouveau programme

Depuis plus de 25 ans, le CNRS a engagé des actions spécifiques sur l'ensemble des thématiques «*énergie*» comme sur l'énergie solaire (PIRDES), l'énergie et les matières premières (PIRSEM), les technologies pour l'environnement et l'énergie (ECOTECH), les technologies pour l'écodéveloppement (ECODEV) et l'aval du cycle électronucléaire (PACE).

Les moyens mobilisés par les actions sur les programmes représentent 300 chercheurs par an soit 110 millions de francs par an. Le CNRS travaille en partenariat croissant avec les industriels. Le programme ECODEV (1997-2000) a été financé par 40 millions de francs par le CNRS, 45 millions de francs par les agences, les Ministères, et organismes et 25 millions de francs par les entreprises.

Le solaire photovoltaïque a débuté en 1965 sur le silicium monocristallin. En 1970, le CNRS comptait 14 laboratoires travaillant dans ce domaine.

Dans les années 1990, c'est le développement du silicium polycristallin qui l'emporte. Le CNRS noue de nombreux partenariats avec l'ADEME, PHOTOWATT et EMIX avec lesquels des brevets sont déposés.

En 2001, 28 laboratoires du CNRS travaillent sur le photovoltaïque.

De gros efforts ont été fournis entre 1975 et 1989 dans le solaire thermique et la construction de la centrale THEMIS. Après son échec, la recherche a été mise en veilleuse.

Actuellement, le CNRS participe aux programmes européens, Joule, Thermie et Altener.

Dans le domaine de la géothermie, le CNRS participe en partenariat avec le BRGM et l'Allemagne au projet européen de Soultz-sous-Forêts.

Vingt laboratoires en sciences chimiques et sciences de la vie font de la recherche sur le traitement de la biomasse, les déchets et les carburants. Le partenariat industriel est important comme avec VIVENDI dans le domaine de la gazéification et le méthane, avec EDF pour les centrales et avec OLIDOL pour les oli-esters.

Le CNRS est absent du domaine de l'éolien, à l'exception de travaux en coopération pour la mise au point des pales d'éoliennes.

Les moyens en personnel du CNRS sont de 2 000 personnes dont 1 000 chercheurs dans le domaine de l'énergie. Les énergies renouvelables, hors piles à combustible, font travailler 180 chercheurs CNRS.

4. Les travaux du CEA

Le 1^{er} juin 1999, le Comité interministériel de la recherche scientifique et technologique (CIRST) confirmait la vocation du CEA de contribuer à la recherche sur l'énergie. Deux axes étaient soulignés pour la recherche française dans le domaine de l'énergie, d'une part la réaffirmation de l'engagement nucléaire, qui s'exprimait par la reprise des études sur un « *réacteur propre qui détruit lui-même les déchets à vie longue* », et d'autre part, le lancement d'une « *recherche vigoureuse* » sur les énergies renouvelables dont l'action phare serait le réseau « *piles à combustible* »⁹.

Le CEA a déterminé ses axes de recherche sur les énergies renouvelables en confrontant trois différents types de paramètres, d'une part la nature et le volume de ses propres forces et spécialités, d'autre part les possibilités de coopération avec les organismes de recherche publics ou privés et, enfin, les impulsions données par l'État. Sur un plan général, le constat fait par le CEA est que les énergies renouvelables requièrent des ruptures technologiques pour entrer dans des gammes de coûts compétitifs. Il s'agit donc de proposer de nouvelles technologies comme par exemple sur la pile à combustible, le photovoltaïque, l'efficacité énergétique, la biomasse ou bien encore pour des technologies transversales comme le stockage de l'énergie.

Les principaux axes de la recherche au CEA sur les énergies renouvelables sont les suivants :

- l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie, et notamment les convertisseurs d'hydrogène pour les piles à combustible
- le photovoltaïque et les systèmes afférents
- l'efficacité énergétique, avec en particulier les échanges et la conversion thermique.

4.1. L'hydrogène et les piles à combustible

Le CEA poursuit une activité dans le domaine des piles à combustible depuis le début des années 1990. A partir de 1992 il coopère avec Renault et Peugeot et participe à des actions de recherche européennes dans le cadre du PREDIT et des 4^{ème} et 5^{ème} Programmes cadres de recherche et développement.

Le CEA s'est vu confier en juin 1999 par le Ministère de la recherche en partenariat avec l'ADEME l'animation du réseau « *pile à combustible* ». Le CEA est actuellement coordonateur de trois projets dans ce réseau.

Le CEA travaille principalement sur le stockage de l'hydrogène et sur l'utilisation de l'hydrogène dans les piles. Il concentre son action sur les piles de type P.E.M. (pile à membrane échangeuse de protons) et S.O.F.C. (pile à oxyde solide). Les études concernent aussi bien les problèmes des membranes que les combustibles et les problèmes de sûreté.

Le CEA se lance aussi dans les micro-piles à méthanol direct. Les compétences du CEA en micro électronique et en électrochimie sont ainsi mises à contribution.

⁹ Communiqué de presse, 1^{er} juin 1999.

4.2. Le photovoltaïque

S'agissant du photovoltaïque, le CEA dispose de deux structures de grande qualité, le LETI d'une part et le GENE (Groupement énergétique de Cadarache) d'autre part.

Le GENE, installé à Cadarache, a pour mission l'innovation, la caractérisation, la fiabilisation et la réduction des coûts des composants et des systèmes photovoltaïques.

En 1999-2000, les deux domaines techniques principaux couverts par le GENE ont été le stockage de l'électricité et les systèmes photovoltaïques. Le GENE est partie prenante du réseau «*Investire Network*» qui coordonne l'activité de 35 partenaires, dont 20 industriels et 15 laboratoires. Il est également impliqué d'une part dans le réseau Photex relatif à l'établissement de courbes d'expérience sur le photovoltaïque sous l'égide de l'AIE, d'autre part dans le réseau européen ENIRDG relatif à la production décentralisée d'électricité dans les réseaux, et, enfin, dans le réseau PV Net d'élaboration d'une stratégie européenne en matière de photovoltaïque.

La plupart des grands pays industriels disposent d'un grand centre de recherche, spécialisé dans la recherche sur le photovoltaïque (200 personnes aux États-Unis, 100 personnes en Belgique). La R & D dans ce domaine est au contraire pour le moment dispersée en France, les 60 chercheurs se consacrant à ce domaine dans notre pays étant répartis dans une vingtaine de laboratoires (CEA-LETI, GENE + 18 autres laboratoires).

La relance du solaire photovoltaïque au CEA passe par une synergie avec la micro électronique du LETI, avec la recherche sur le stockage de l'électricité et la comparaison des différentes technologies. Elle doit porter aussi sur le développement de modules et de systèmes et sur les économies d'énergie.

Le CEA entend fédérer les forces de la recherche sur le photovoltaïque, prendre à sa charge avec ses propres équipes le rôle clé de la valorisation industrielle et contribuer à créer en France un centre de recherche comparable à ce que l'on trouve dans les autres pays et disposant d'une masse critique tout en travaillant en réseau avec les autres laboratoires.

La création d'un grand centre de recherche devrait se faire à l'instigation de la région Rhône Alpes. Cette dernière a un rôle spécifique dans l'énergie hydraulique ou nucléaire et possède un tissu industriel solide dans le domaine des énergies classiques comme dans celui des énergies renouvelables. Le centre de recherche d'EDF se trouve à Chambéry. Air Liquide réalise ses recherches sur l'hydrogène et la pile à combustible à Grenoble. PHOTOWATT est installé à Bourgoin-Jallieu. Total énergie est situé à Lyon. La société de solaire thermique Clipsol se trouve à Aix-les-Bains. Schneider possède également des établissements à Grenoble. Ce potentiel industriel important se double d'organismes de recherche puissants, comme le CEA/Grenoble, l'Institut National Polytechnique et les universités de Grenoble. Une réelle volonté politique existe au niveau de la région pour développer les nouvelles technologies de l'énergie, volonté à laquelle se joignent les départements et les communautés urbaines. Des mesures de soutien ont d'ailleurs été mises en place en Rhône Alpes.

Une programmation est à l'étude, faisant jouer un rôle clé à Grenoble pour l'hydrogène et les piles à combustible, à Chambéry pour la recherche relative au solaire photovoltaïque, au solaire thermique et à la construction bioclimatique. Valence servirait de pôle de développement pour les techniques de couplage de l'éolien et de l'hydraulique.

Ce projet, qui sera finalisé avant la fin 2001, ne figure pas au Contrat de plan État-région.

4.3. La production de biocarburants par traitement chimique de la biomasse

Le CEA se focalise sur les techniques de gazéification avec comme matière première les produits d'origine agricole. La première étape est d'étudier les paramètres de temps de séjour et temps de chauffage utiles pour deux types d'intrants. Dans le même temps les gaz de synthèse issus de ce traitement doivent être valorisés.

En outre, des analyses techniques, économiques et environnementales doivent être conduites afin de comparer les différentes filières. L'objectif est d'avoir une base de connaissances partagées dont l'importance est fondamentale quand des choix de développement sont à faire. Le CEA souhaite s'intégrer d'avantage dans les projets européens et en même temps impliquera davantage d'industriels.

4.4. L'efficacité énergétique dans le thermique

Au sein du CEA, le Groupement pour la recherche sur les échangeurs thermiques (GRETh) réalise des composants (équipements thermiques compacts, électrotechnique de puissance) et optimise les systèmes (cogénération, motorisations hybrides, climatisation).

Le GRETh répond à une demande industrielle forte dans le domaine des échangeurs thermiques et favorise le transfert de technologies vers l'industrie.

Parmi les innovations technologiques de rupture qui sont en cours de développement dans l'industrie, on peut citer les équipements thermiques multifonctionnels, les innovations thermiques pour les composants, les procédés et systèmes liés aux nouvelles technologies pour l'information et la communication, les nouvelles technologies du froid.

Il faut aussi citer les travaux du GENEC en solaire thermique de l'habitat qui se sont terminés en 2000 avec la conclusion des 5 programmes européens en cours, ainsi que les travaux sur l'électronique de puissance et les composants associés qui vont jouer un rôle de plus en plus important dans les problèmes de la gestion et de la maîtrise de l'énergie.

5. L'action du ministère de la Coopération et de l'Agence française de développement

5.1. Des contraintes politiques fortes

La coopération des pays industrialisés avec les pays en développement ne se déroule pas sans contraintes internationales de différents ordres.

En premier lieu, la coopération française, en tant que moyen d'accès à des marchés en devenir et donc en tant qu'instrument dans la compétition économique, est placée, comme celle de tous les pays de l'OCDE, sous la surveillance du Comité d'aide au développement de cette organisation (CAD-OCDE). Il s'agit d'un régime de déclaration mutuelle des projets dépassant un certain montant financier, ce régime allant en réalité au delà de la simple

information. Un consensus entre les représentants des États membres¹⁰ doit en effet être obtenu sur le fait que le projet soumis n'entraîne pas de distorsion de concurrence, en étant par exemple une subvention déguisée à l'exportation. Pour obtenir un feu vert du comité, tout projet doit apparaître comme non rentable et donc impossible à réaliser dans le cadre du marché. Au cas où un nombre significatif de pays membres élèvent des objections, le blanc-seing est refusé et le projet doit être retiré pour respecter le code de bonne conduite en vigueur.

Cette contrainte, interne aux pays industrialisés, est évidemment importante pour des technologies approchant la compétitivité, comme par exemple la géothermie ou les centrales à biomasse. D'autres contraintes fortes proviennent des pays en développement eux-mêmes.

Sous la pression de grandes organisations internationales comme le FMI ou la Banque mondiale, les pays en développement ont été fortement incités à libéraliser leur économie et donc à privatiser de nombreuses entreprises publiques, en particulier dans le secteur de l'énergie. Cette orientation est un frein majeur au développement de la coopération d'État à État. Cette orientation politique a touché même la Commission européenne, puisque l'agence EuropAid n'assure plus le financement de programmes et de projets d'électrification rurale.

Un autre obstacle important, que l'orientation précédente ne fait que renforcer, c'est la fragilité ou la faiblesse des structures étatiques ou administratives dans un nombre important de pays en développement.

Enfin, une autre difficulté doit être surmontée, à savoir la priorité souvent donnée par les gouvernements locaux à l'électrification des zones urbaines ou périurbaines, compte tenu de leur poids politique, au détriment de l'électrification rurale.

5.2. L'aide à la structuration des politiques énergétiques des pays en développement

Dans le but de maximiser les efforts consentis par la France dans l'aide aux pays en développement, le Ministère de la Coopération a choisi d'accorder une place prioritaire au soutien à la formulation et à la mise en œuvre de politiques énergétiques cohérentes et pérennes, de façon que les projets d'installation de sources d'énergies renouvelables ne gaspillent pas des ressources de financement rares et ne connaissent pas des échecs pouvant discréditer une technologie pour de longues années.

Dès le milieu des années 1990, le Ministère des affaires étrangères s'est attaché à dégager et diffuser les règles de bonne conduite des programmes d'électrification rurale. Sur un plan plus global, le même ministère a soutenu la création du réseau MONDER dont l'objet est l'analyse des conséquences des privatisations réalisées dans le secteur de l'énergie sur tous les continents. Par ailleurs, la France a largement contribué à la prise en compte des politiques énergétiques dans le soutien de l'Union européenne aux pays ACP (Afrique-Caraïbes-Pacifique).

Enfin, une initiative récente mérite d'être soutenue, le futur lancement d'un projet mobilisateur du Fonds de solidarité prioritaire dont l'objectif est d'aider les pays de la zone

¹⁰ La France est représentée par la DREE.

ZSP (zone de soutien prioritaire), en particulier du Maghreb et de l'Afrique de l'Ouest, à élaborer et conduire leurs politiques énergétiques.

5.3. L'aide aux projets de développement énergétique

Comment financer l'investissement dans les pays en développement ?

La défiscalisation a été, selon Total Énergie, un puissant levier pour le développement des énergies renouvelables dans les DOM. Un marché s'est créé pour les constructeurs, grâce à la constitution d'intermédiaires financiers qui ont pu prendre à leur charge l'investissement puisque celui-ci est déductible de leurs revenus et proposer des abonnements en électricité photovoltaïque et en eau chaude solaire.

Un problème identique se pose pour les pays en développement. Pour introduire les énergies renouvelables dans ces pays, il est indispensable de mettre en place des mécanismes de financement de l'investissement.

A cet égard, l'opération lancée au Maroc par Total Énergie en coopération avec l'Office national de l'énergie de ce pays constitue une première mondiale. Sur l'ensemble d'un territoire sur lequel elle bénéficie d'une concession, l'entreprise va en effet lancer un programme de ventes de services à des consommateurs ruraux, le Gouvernement subventionnant l'opération dont les seuls revenus tirés des ventes seraient insuffisants à assurer la rentabilité.

On peut par ailleurs imaginer une extension de la combinaison du solaire photovoltaïque et du solaire thermique dans de nombreuses zones géographiques. A titre d'exemple, 30 à 40 000 personnes bénéficient dans les DOM de moyens de confort satisfaisants dans des sites isolés grâce à la combinaison de ces deux types de moyens techniques.

En outre, le solaire photovoltaïque présente un intérêt pédagogique manifeste en incitant les utilisateurs à contrôler leur consommation d'électricité, ce qui en fait un facteur de maîtrise de l'énergie.

En complément à ces actions de coopération au niveau des politiques énergétiques, le Ministère des affaires étrangères s'attache à promouvoir et à soutenir des projets d'électrification rurale décentralisée dans les pays en développement. Les trois instruments principaux sont le FASEP, le FFEM et l'AFD.

Le FASEP (Fonds d'étude et d'aide au secteur privé), cogéré par la DREE et la Direction du Trésor), a pour objet le soutien aux études et à la formation liées aux projets ayant une bonne rentabilité pour l'économie française.

Le Fonds Français de l'Environnement Mondial (FFEM) est également un opérateur important dans le domaine de la coopération des énergies renouvelables.

Le FFEM a été créé en 1994 par le gouvernement français à la suite du sommet de Rio. Ses objectifs sont proches de ceux du Fonds pour l'Environnement Mondial créé en 1990 pour favoriser l'application des deux conventions biodiversité et changement climatique, et doté de 2,75 milliards US\$ pour la période 1998-2001. Le FFEM est un instrument

indépendant de son homologue multilatéral qui a une doctrine d'intervention qui lui est propre et qui vient en appui de la politique extérieure française.

Pouvant intervenir dans la zone ZSP mais aussi en Amérique latine et en Afrique, le FFEM finance le surcoût entraîné par le recours à des technologies compatibles avec la lutte contre l'effet de serre et avec le maintien de la biodiversité, dans des projets de coopération. Le FFEM s'appuie sur des entreprises françaises et locales pour la mise en œuvre des projets qu'il soutient. Le FFEM bénéficie de ressources annuelles de 110 millions F depuis 1994, dont 40 % portent sur des projets relatifs à la lutte contre le changement climatique et à l'énergie.

L'AFD (Agence française de développement) a pour mission de fournir aux pays de la zone de soutien prioritaire, essentiellement africaine, des financements pour des projets sectoriels de développement, concernant des infrastructures urbaines, le développement rural, la mise en place d'équipements hydrauliques ou électriques, par exemple. Ses principaux instruments d'intervention sont les subventions, les dons et les prêts avec bonification, et même des prises de participations de capital-risque. L'AFD, qui assure au demeurant le secrétariat du FFEM, n'est ni donneur d'ordre ni maître d'ouvrage mais agit en tant qu'établissement financier, aux côtés d'autres établissements financiers et d'industriels. Au total, l'AFD est devenue l'opérateur pivot de l'aide bilatérale au développement.

Sauf exception, l'AFD ne finance pas de projets individualisés d'installation de sources d'énergies renouvelables mais contribue à leur diffusion, en tant qu'éléments quelquefois importants de projets d'électrification. L'AFD cite toutefois des opérations pilotes, comme sa participation, aux côtés de BNP Paribas et d'EDF, à la construction de la ferme éolienne de Tétouan au Maroc, qui comprend 80 machines et atteint une puissance de 50 MW. D'autres interventions sont focalisées sur les énergies renouvelables, comme un projet d'électrification rurale au Maroc également et la réhabilitation d'une usine de chauffe-eau solaires en Tunisie.

A ce titre, le chiffrage des aides octroyées directement pour l'implantation d'énergies renouvelables est difficile mais l'AFD l'estime à 25 millions € sur 10 ans, soit 164 millions de francs. L'AFD se donne pour but d'accompagner des partenaires français impliqués dans des projets d'aide au développement.

Sans aucun doute, l'agence devrait-elle se faire mieux connaître pour intensifier son action dans l'électrification rurale décentralisée aux côtés des acteurs nationaux.

II. – Le constat : des mesures de soutien coûteuses mais insuffisamment ciblées sur les enjeux majeurs - technologiques, industriels et européens

Introduction : les coûts de production de l'électricité et de la chaleur

Les bases économiques de la production d'électricité sont aujourd'hui bien connues (voir tableau suivant).

Tableau 4 : Paramètres clés des différentes filières de production d'électricité
(source : CEA)

	F/W (coût d'investissement)	F ou cF / kWh (coût de production)	délai de mise en œuvre (années)	durée annuelle de fonctionnement
petits générateurs électrogènes	3 F	2-10 F/kWh	1	
turbines à gaz	3 F / W		1	
turbines à fuel		20-28 cF / kWh	3-4	1000-8000
nucléaire	10 F / W	21 cF / kWh	10	4000-8000
éolien	4-5,5 F / W	30-50 cF / kWh	< 1	2000-2500
solaire thermodynamique	20-26 F / W	60 cF – 1 F / kWh	1	1500-2000
solaire photovoltaïque	30-60 F / W	2 – 10 F / kWh	<1	1000

Pour les énergies renouvelables, on dispose par ailleurs d'évaluations détaillées par filière.

En effet, le Programme des Nations Unies sur le développement a publié en 2000 une étude sur les coûts d'investissement et les coûts de production des différentes énergies renouvelables. Les chiffres correspondants ont été établis en partenariat par le Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies et par le Conseil mondial de l'énergie (voir tableau ci-après).

Tableau 5 : Coûts d'investissement et coûts de production pour différentes technologies de l'énergie (source : Nations Unies - 2000)

		coût des investissements clés en main			coût actuel de l'énergie produite		
		unité	borne inférieure	borne supérieure	unité	borne inférieure	borne supérieure
énergie tirée de la biomasse	électricité	francs/kW	5904	19679	cF/kWh	33	98
		euros/kW	900	3000	euros/kWh	0,05	0,15
énergie tirée de la biomasse	chaleur	francs/kW	1640	4920	cF/kWh	7	33
		euros/kW	250	750	euros/kWh	0,01	0,05
électricité éolienne		francs/kW	7216	11151	cF/kWh	33	85
		euros/kW	1100	1700	euros/kWh	0,05	0,13
électricité photovoltaïque		francs/kW	32798	6596	cF/kWh	164	820
		euros/kW	5000	10000	euros/kWh	0,25	1,25
énergie solaire thermique		francs/kW	3280	11151	cF/kWh	20	820
		euros/kW	500	1700	euros/kWh	0,03	1,25
hydroélectricité	grande	francs/kW	6560	22958	cF/kWh	13	52
		euros/kW	1000	3500	euros/kWh	0,02	0,08
hydroélectricité	petite	francs/kW	7871	19679	cF/kWh	26	66
		euros/kW	1200	3000	euros/kWh	0,04	0,1
énergie géothermique	électricité	francs/kW	5248	19679	cF/kWh	13	66
		euros/kW	800	3000	euros/kWh	0,02	0,1
énergie géothermique	chaleur	francs/kW	1312	13119	cF/kWh	3	33
		euros/kW	200	2000	euros/kWh	0,005	0,05
énergie marémotrice		francs/kW	11151	16399	cF/kWh	52	98
		euros/kW	1700	2500	euros/kWh	0,08	0,15

Par la méthode des surcoûts, il est possible d'évaluer le coût pour la collectivité de choisir de développer l'énergie éolienne, plutôt que de recourir à d'autres moyens de production.

En tout état de cause, le coût du développement de l'éolien apparaît considérable et quelque peu paradoxal dans la mesure où la France ne dispose pas d'une industrie nationale susceptible de fournir le marché français correspondant et où elle maîtrise des techniques de production d'électricité, le nucléaire, mais aussi les cycles combinés à gaz, dont les coûts de production sont largement inférieurs.

1. Le coût très élevé des mesures de soutien à l'éolien

1.1. Un surcoût important dû aux tarifs de rachat et aux coûts de réseau

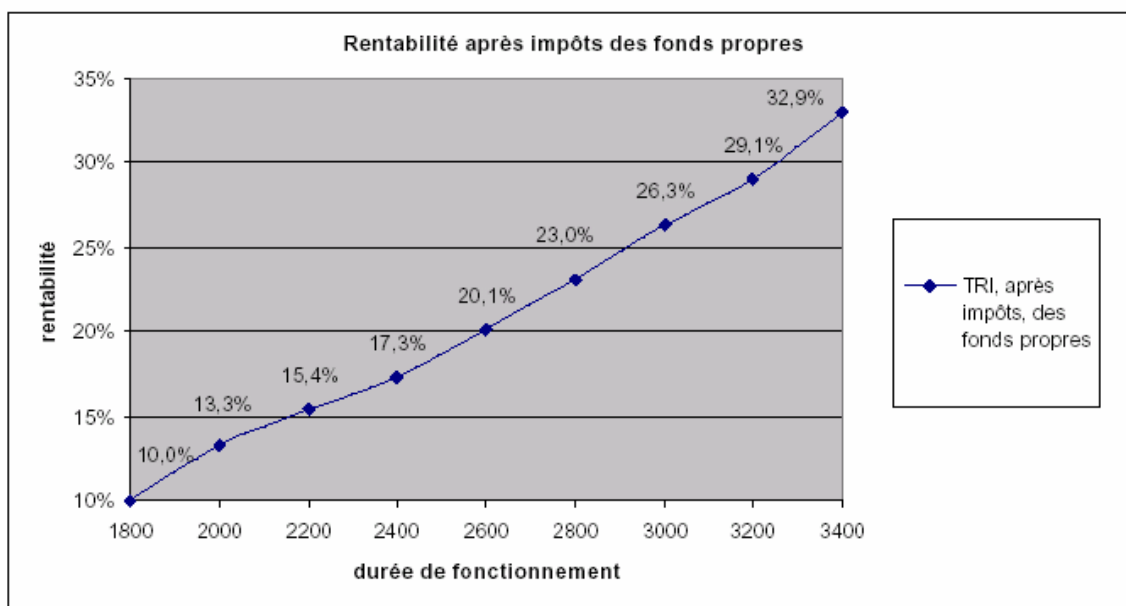
1.1.1. Un surcoût de 3% pour les particuliers et de 15 % pour l'industrie, selon la CRE

La Commission de régulation de l'électricité (CRE) a, dans son avis du 5 juin 2001, calculé le coût du tarif de rachat de l'électricité éolienne.

Son raisonnement comprend notamment deux parties, l'une qui conclut à la création de rentes pour les exploitants dont les sites sont les plus productifs et l'autre qui conclut à un coût exagérément élevé pour la collectivité du développement de l'éolien en France.

La création de rentes pour les exploitants installés sur les meilleurs sites, c'est-à-dire les plus ventés, est considérée comme manifeste par la CRE : « *le tarif proposé se situe [également] très au-dessus de toutes les estimations raisonnables des coûts de revient de la filière éolienne. Le développement de la spéculation liée aux réservations de sites depuis l'annonce de ce tarif est d'ailleurs le révélateur de rentabilités tout à fait excessives : plus de 20 % par an après impôts, garantis sur 15 ans, même pour des sites moyennement ventés* ».

Figure 1 : Rentabilité après impôt des fonds propres pour l'exploitation d'éoliennes en France du fait des tarifs de rachat de l'arrêté du 8 juin 2001¹¹
(source : Commission de régulation de l'électricité)



Investissement : 1067 €/kW, fonctionnement : 38 €/kW, production la 1^{ère} année 75%.
Taux de fonds propres 30%, emprunt à 7% sur 15 ans, taux d'amortissement accéléré 70%, pas d'intégration fiscale.
Inflation 2% par an.

Les coûts de référence utilisés par la Commission de régulation de l'électricité sont ceux indiqués ci-après. Celle-ci compare les tarifs proposés à la somme des coûts évités, de la valeur des émissions de CO2 évitées et des estimations des externalités liées à la qualité de l'air.

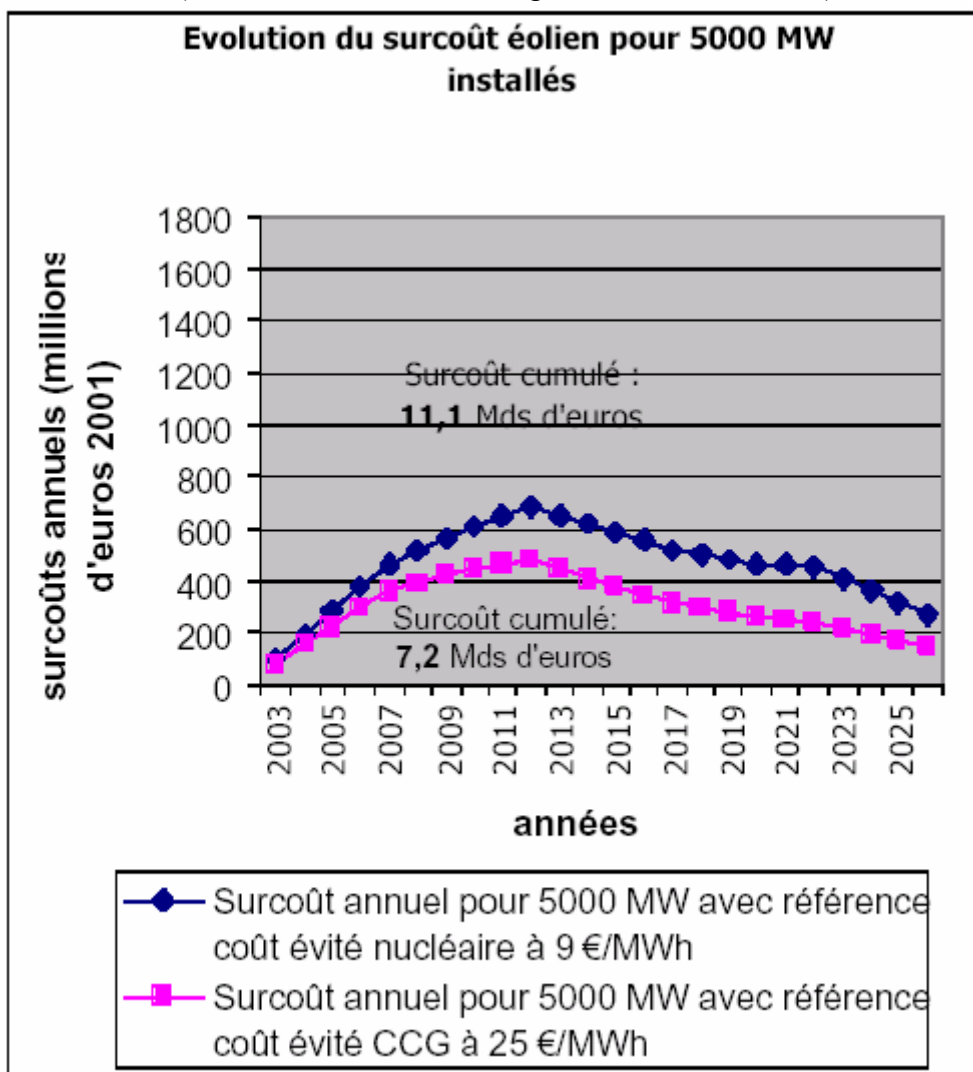
Tableau 6 : Coûts de production utilisés pour le calcul des surcoûts
(source : Commission de régulation de l'électricité)

	unité	coût complet de production	coût fixe	coût variable	valeur des émissions de CO2	valeur pollution de l'air
nucléaire 1300 MW	euro/MWh	30	21	9	0	0,3 à 2,5
	cF / kWh	19,7	13,8	5,9	0	0,2 à 1,6
cycle combiné à gaz 650 MW	euro/MWh	33	8	25	8	6 à 35
	cF / kWh	21,6	5,2	16,4	5,2	3,9 à 23,0
charbon 50 MW DOM	euro/MWh	90	55	35	20	25 à 100
	cF / kWh	59,0	36,1	23,0	13,1	16,4 à 65,6
fuel 50 MW DOM Corse	euro/MWh	90	35	55	15	25 à 100
	cF / kWh	59,0	23,0	36,1	9,8	16,4 à 65,6

Pour une capacité éolienne installée de 5000 MW en 2010, le coût total cumulé à la charge des consommateurs d'électricité serait dans le meilleur des cas de l'ordre de 7 milliards d'euros, soit 46 milliards de francs (voir graphique ci-après).

¹¹ publié au JO du 22 juin 2001, p. 9889.

Figure 2 : Estimation du surcoût entraîné par l'arrêté tarifaire du 8 juin 2002, sur la base d'une capacité installée en 2010 de 5000 MW
(source : Commission de régulation de l'électricité)



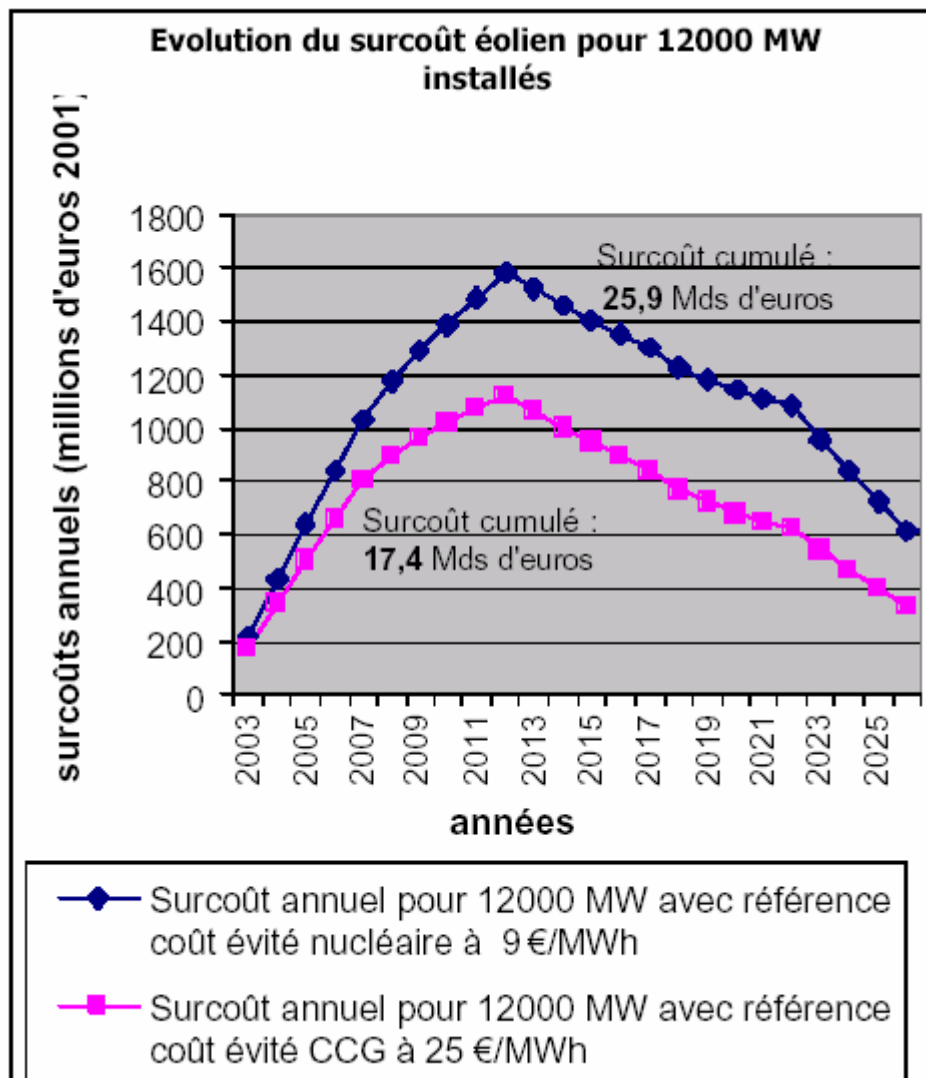
Si la capacité installée en 2010 atteignait 12000 MW, ce surcoût approcherait 17 milliards d'euros, soit 111 milliards de francs. Il atteindrait 26 milliards de francs, soit 170 milliards de francs si l'on considérait que l'éolien devait se substituer au nucléaire.

Tableau 7 : Évaluation du surcoût de l'éolien sur la période 2003-2026
(source : Commission de régulation de l'électricité)

2003-2026	5000 MW		12000 MW	
	référence gaz	référence nucléaire	référence gaz	référence nucléaire
surcoût cumulé (euros)	7	11	17	26
surcoût cumulé (francs)	45,9	72,2	111,5	170,5

Au total pour 12000 MW installés, le surcoût sur le prix du kWh augmentera progressivement jusqu'en 2012 et dépassera 1 cF/kWh pendant 20 ans (soit 1,5 euro/MWh, si la référence retenue est celle du cycle combiné à gaz).

Figure 3 : Estimation du surcoût entraîné par l'arrêté tarifaire du 8 juin 2002, sur la base d'une capacité installée en 2010 de 12000 MW
(source : Commission de régulation de l'électricité)



Si l'on retient comme c'est préférable, la référence au coût de production du kWh nucléaire, puisque le parc électronucléaire dominera la production d'électricité au moins pour les 15 années qui viennent, alors le surcoût sur le prix du kWh dépassera 2 cF/kWh pendant 10 ans, soit 3 % du prix pour les particuliers et près de 15 % pour l'industrie.

Cette situation est jugée dangereuse par la Commission de régulation de l'électricité, qui souligne que la concurrence sur le marché de l'électricité pour l'industrie peut conduire à une perte de marché pour une différence de 1 cF/kWh¹².

C'est pourquoi la CRE « considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens qui se traduiront par une augmentation significative des prix de l'électricité en France, et représente un moyen exagérément coûteux pour la collectivité

¹² M. Thierry TROUVE, Directeur des relations avec les producteurs, audition publique du 8 novembre 2001.

d'atteindre l'objectif de développement de la filière que s'est fixé le gouvernement. Elle émet en conséquence un avis défavorable sur ce projet d'arrêté ».

1.1.2. Le cas de l'éolien offshore

En tout état de cause, de nombreux experts estiment que pour rentabiliser des projets éoliens offshore, les tarifs de rachat du courant électrique produit devraient être au minimum de 80 cF / kWh.

D'où l'opinion selon laquelle les tarifs de rachat actuels sont trop élevés pour les sites terrestres d'un bon niveau de performances et trop faibles pour permettre de rentabiliser des sites offshore.

A cet argument, le secrétariat d'État à l'industrie rétorque que les fermes éoliennes offshore ne sont pas justiciables de la procédure de l'obligation d'achat mais sont au contraire du ressort des appels d'offres prévus dans la programmation pluriannuelle des investissements de la loi électricité.

1.1.3. Les coûts de réseau et les coûts des moyens de production supplémentaires indispensables

Au début novembre 2001, le Réseau de transport de l'électricité (RTE) avait enregistré un nombre de demandes de raccordement au réseau de transport correspondant à une capacité installée de 13 000 MW, dépassant non seulement l'objectif de 5000 MW du Gouvernement mais aussi les attentes de la profession.

Connaissant la répartition géographique de ces demandes, RTE a pu estimer une évaluation des coûts de développement du réseau de transport et de distribution qu'il faudrait mener à bien pour assurer l'évacuation du courant produit.

Le coût de développement du réseau s'élève à 22 milliards de francs, correspondant à une moyenne de 6 à 7 milliards de francs par MW installé¹³.

Ce montant vient s'ajouter au surcoût éolien correspondant au rachat du courant produit au tarif de l'arrêté du 8 juin 2001 et représente un coût additionnel de 25 %.

Par ailleurs, pour produire 35 TWh d'électricité éolienne en 2010, la capacité installée devrait atteindre 14 000 MW, d'où un coût supérieur aux 22 milliards correspondant à 13 000 MW.

Mais il convient aussi de chiffrer le coût des équipements de production supplémentaires qu'il faudra implanter sur le réseau pour compenser les aléas de production des éoliennes.

Le calcul de ce coût est complexe, dans la mesure où il faut faire intervenir les effets de foisonnement du réseau qui peuvent atténuer les besoins de capacités additionnelles.

¹³ André MERLIN, Directeur du Réseau de transport de l'électricité, audition publique du 8 novembre 2001.

On peut se demander à cet égard quelles seraient les caractéristiques techniques des centrales compensant les aléas de production éolienne. Il n'est pas établi que le suivi de charge du parc électronucléaire serait suffisant.

En tout état de cause, si EDF continuait de vouloir exporter une part importante de sa production – 80 TWh en 2000 - , il est certain que des moyens de production devraient être installés, d'où un coût supplémentaire.

1.2. Une incertitude sur le montant exact du surcoût mais la certitude de son ampleur

La première incertitude sur le coût de l'éolien provient de la difficulté d'intégrer les effets de la décroissance des coûts en fonction de la productivité du site et en fonction du plafond de 1500 MW.

Par ailleurs, le Syndicat des énergies renouvelables (SER) s'élève contre les modalités du calcul de la rente¹⁴. La principale critique qui en est faite est l'utilisation d'annuités constantes de remboursement, alors que dans la pratique les contrats de prêts seront assortis d'une obligation de remboursement plus forte dans les premières années. En conséquence, selon le SER, la rentabilité d'un projet éolien serait de 10 % seulement. Ce montant serait d'ailleurs la rentabilité du projet et non pas la rentabilité sur fonds propres.

La deuxième incertitude provient du coût de référence utilisé – électronucléaire ou cycle combiné à gaz – ainsi que du coût de la tonne de carbone évitée.

Par ailleurs, l'internalisation des coûts externes voit son objet limité aux coûts environnementaux. Il faut toutefois introduire la dimension économique, avec notamment le contenu en exportations et le contenu en emplois, ce dernier point étant estimé à 1 emploi créé par MW installé¹⁵.

Il n'en demeure pas moins que les consommateurs doivent être informés dans la plus grande transparence que le développement de l'éolien en France générera un surcoût non négligeable.

En définitive, la question de fond pourrait donc être la suivante : « *si l'éolien a essentiellement une valeur emblématique et joue de fait un rôle de porte-drapeau des énergies renouvelables, le surcoût de l'opération de développement de l'éolien n'est-il pas trop élevé ?* »

2. Une équation plus favorable pour le photovoltaïque

Le coût du soutien au solaire photovoltaïque par les prix de rachat du courant produit ne devrait pas représenter un montant très élevé. Mais le soutien par les prix est loin de représenter la totalité des aides dont bénéficie ce secteur. En effet, des subventions

¹⁴ Audition des représentants du Syndicat des énergies renouvelables, 4 octobre 2001.

¹⁵ Dominique MAILLARD, Directeur général de la DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'industrie, audition publique du 8 novembre 2001.

d'investissement doivent également être accordées d'une manière ou d'une autre, pour rendre attractif le prix des équipements.

2.1. Le coût du tarif de rachat

Les tarifs de rachat ont été fixés à 2 F / kWh dans les DOM et la Corse et à 1 F / kWh en France métropolitaine. Un bref calcul montre que le niveau de 2 F / kWh dans les DOM et la Corse correspond à une équation économique réaliste, à condition d'être complété par une subvention d'investissement non négligeable (voir tableau ci-après).

Tableau 8 : L'équation économique d'une installation de solaire photovoltaïque individuelle

	métropole	Corse et DOM
coût d'investissement (installation et raccordement)	7 euros / Wc	10 euros / Wc
prix de rachat	1 F / kWh soit 0,152 euro / kWh	2 F / kWh soit 0,3 euro
production annuelle	800 kWh dans le nord de la France 1200 kWh dans le sud de la France	1200 kWh
coût du rachat pour une installation de 1 kWc	pour 1000 kWh en moyenne : 152 euros	
revenu annuel	pour 1000 kWh en moyenne : 152 euros	360 euros
temps de retour sur investissement ¹⁶	46 ans	27 ans
subventions d'investissement à verser pour atteindre un temps de retour de 15 ans pour une installation de 1kWc	4,72 euros / Wc, soit 4720 euros pour une installation de 1 kWc	4,6 euros / Wc, soit 4600 euros pour une installation de 1 kWc
coût total pour la collectivité	4872 euros	4960 euros
rappel durée de vie d'une installation	30 ans (garantie : 25-26 ans)	30 ans (garantie : 25-26 ans)

Ainsi, avec un tarif de rachat de 1 F / kWh, il faudrait en métropole 46 ans – hors actualisation et sans subvention – pour rembourser le coût d'une installation de 1 kWc, ce qui dépasse sa durée de vie. Le temps de retour pour les DOM ou la Corse est de 27 ans, du fait d'un tarif de remboursement double de celui de la métropole et d'une production supérieure, due à un ensoleillement meilleur. Comment dans ces conditions espérer que le solaire photovoltaïque soit attractif pour qui que ce soit ?

2.2. Les subventions nécessaires

L'essor du solaire photovoltaïque nécessite donc une subvention. Même si une installation raccordée moyenne de 1 kWc permet d'économiser 40 à 50 % de la consommation d'une maison d'habitation de 4 personnes, il semble en tout état de cause indispensable de ramener le temps de retour à 15 ans. Dans ce cas, l'installation de panneaux solaires d'une puissance de 1 kWc représente un investissement permettant de réduire pour un coût nul au bout de 15 ans un tiers de la facture d'électricité.

¹⁶ sans actualisation.

Tableau 9 : Coût total – hors actualisation - pour la collectivité d'un parc installé de solaire photovoltaïque de 50 MW

hypothèses	
parc installé	50 MW
production annuelle moyenne	1 000 h
production totale	50 GWh
coût du rachat à 1F / kWh par an	50 millions F
coût du rachat à 2 F / kWh par an	100 millions F
coût de la subvention	50 000 kW x 30 000 F / kW soit 1,5 milliard F
coût total investissement et fonctionnement (2 F / kWh)	1,6 milliard F

Depuis 1994, la défiscalisation et l'octroi de subventions à l'investissement dans les DOM, grâce à une action conjointe de l'État, de la région et de l'Union européenne, au travers de fonds régionaux de maîtrise de l'énergie (FRME) a permis incontestablement le décollage du photovoltaïque dans les DOM.

La France se situe en retrait par rapport à l'Allemagne, qui a instauré un tarif de rachat du courant solaire photovoltaïque égal à 1 DM, soit 3,35 F. Par ailleurs, le programme des 100 000 toits solaires devrait représenter une puissance installée d'au moins 100 MWc.

Mais sans doute est-il sage de ne pas pousser un tel programme tant que l'industrie française n'a pas les capacités de production nécessaires pour fournir le marché national.

Au demeurant, des prix de rachat du courant trop élevés n'incitent pas les producteurs à abaisser leurs coûts, ce qui au final peut aller contre le but initial, à savoir créer un marché intérieur de masse en vue de faire baisser les coûts.

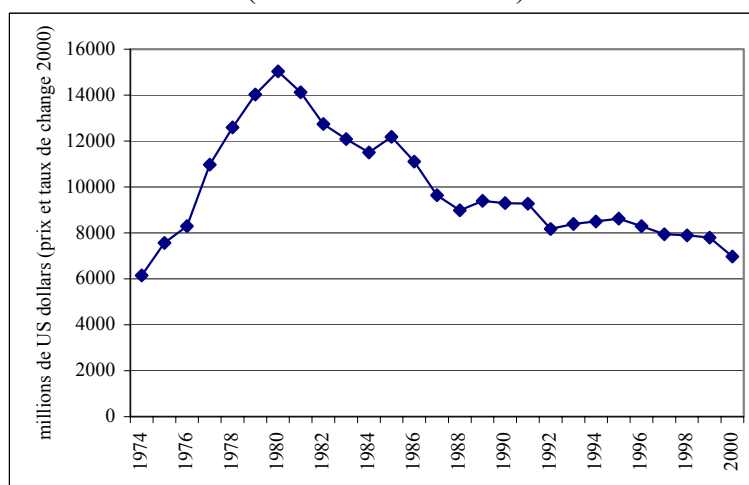
3. Un retard accumulé dans la politique de recherche et développement

L'analyse des crédits publics alloués à la R&D sur l'énergie et en particulier aux énergies renouvelables est indispensable à plusieurs niveaux. L'évolution dans le temps de l'effort correspondant renseigne indirectement sur les politiques énergétiques conduites au niveau global par les différents pays. Les efforts faits dans les différentes filières indiquent quelles sont les stratégies industrielles.

3.1. Des dépenses publiques de R & D sur les énergies renouvelables globalement insuffisantes

En tout état de cause, la recherche publique effectuée dans les pays de l'AIE-OCDE sur l'ensemble des technologies de l'énergie décline depuis l'effort fait durant la décennie 1975-1985 (voir graphique suivant).

Figure 4 : Dépenses publiques de R&D sur l'énergie – toutes filières confondues – dans les pays de l'Agence internationale de l'énergie - OCDE
(source : AIE-OCDE)



Ainsi, les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie¹⁷, considérés dans leur ensemble ont multiplié leur effort public de recherche et développement sur l'énergie par 2,5 entre 1974 et 1980. Mais cet effort a lentement diminué pour revenir en 2000 au niveau de celui de 1974¹⁸.

Ainsi les pays de l'AIE ont-ils, après un sursaut salvateur, abandonné la tâche de préparer l'avenir de leur approvisionnement énergétique.

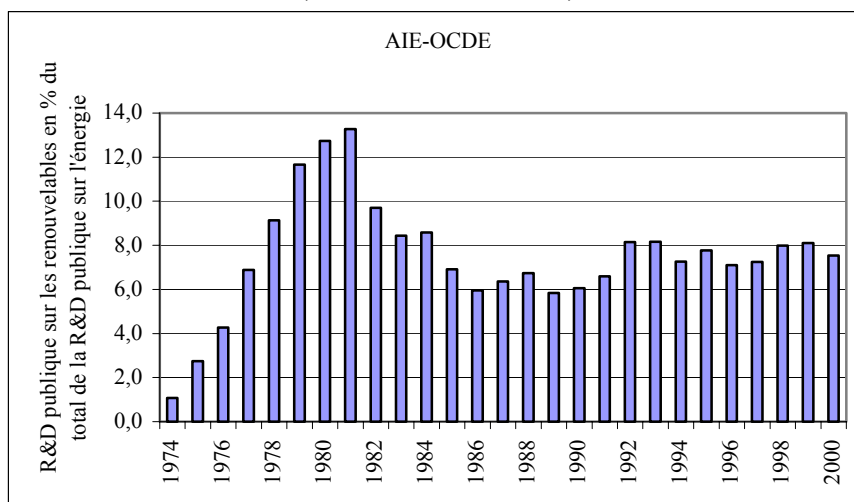
La plupart des filières des énergies renouvelables ne sauraient être considérées comme matures sur le plan technologique. De plus, certaines techniques comme par exemple la climatisation solaire, qui en sont aux balbutiements, ont une efficacité énergétique très élevée, et mériteraient des efforts de développement importants et de soutien à l'industrie pour des opérations pilotes.

Il est important de constater que dans la première partie de la période 1974-2000, les crédits publics alloués à la R & D sur les énergies renouvelables ont augmenté plus vite que l'enveloppe totale (voir graphique suivant).

¹⁷ Les pays membres de l'AIE sont les suivants : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, Etats-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Nouvelle-Zélande, Norvège, Pays-Bas, Portugal, République tchèque, Suède, Suisse, Turquie, Royaume-Uni.

¹⁸ L'AIE-OCDE présente ses statistiques en US dollars au prix et au taux de change de 2000.

Figure 5 : Part de la R&D sur les énergies renouvelables dans la R&D énergétique totale dans les pays de l'AIE-OCDE
(source : AIE-OCDE)



On ne peut donc dire que les énergies renouvelables n'ont pas bénéficié d'une attention particulière des pouvoirs publics à travers le monde.

Ainsi, la part des énergies renouvelables dans la R & D énergétique est passée dans l'ensemble des pays de l'AIE de 1 % du total en 1974 à 13 % en 1980 pour revenir à près de 8 % en 2000.

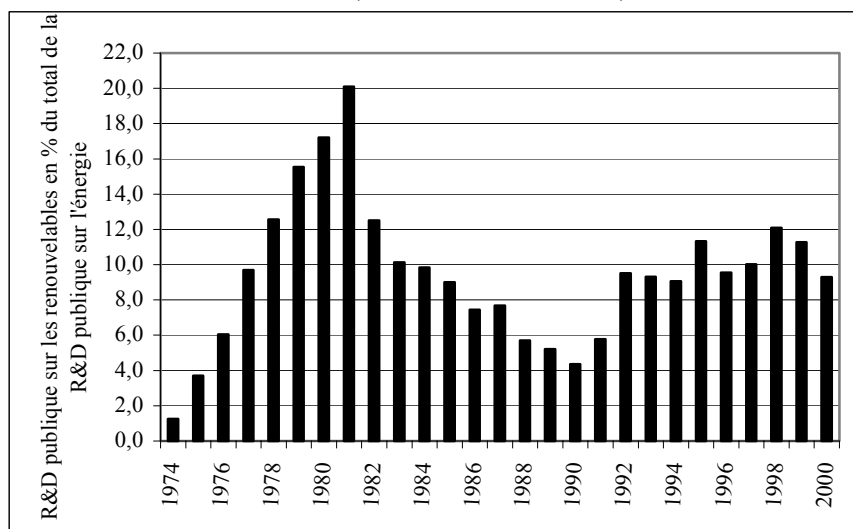
Le cas des États-Unis est singulier. C'est le pays dans lequel l'effort de R&D publique sur les énergies renouvelables a été le plus important, en volume comme en valeur relative.

En volume, la R&D publique sur les énergies renouvelables, de 29 millions de dollars en 1974, a augmenté jusqu'à 1,2 milliard de dollars en 1980 et a décliné ensuite pour atteindre environ 200 millions de dollars en 2000¹⁹.

En valeur relative, l'effort sur les renouvelables est ainsi passé de 1 % du total en 1974 à 20 % en 1980 et représentait 9 % du total en 2000.

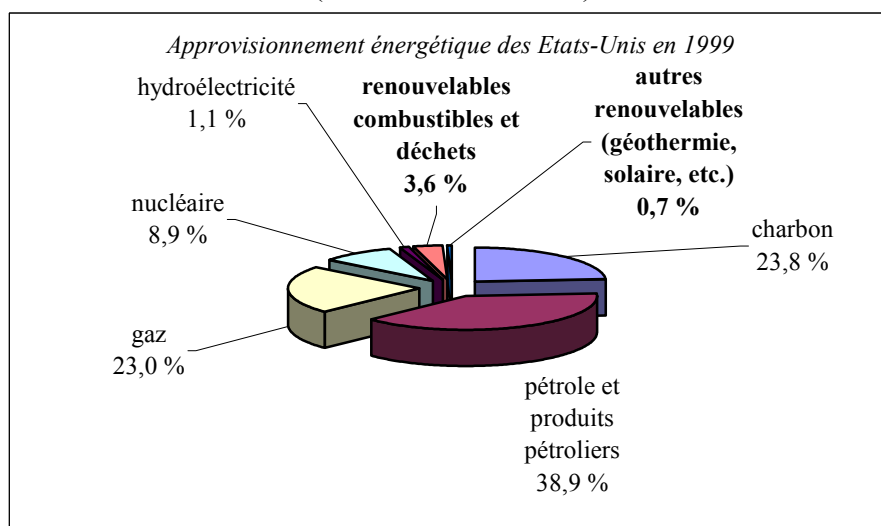
¹⁹ Chiffres exprimés aux prix de 2000.

Figure 6 : Part de la R & D publique sur les énergies renouvelables dans la R & D publique totale consacrée à l'énergie aux États-Unis
(source : AIE-OCDE)



Mais cet effort ne semble pas avoir été couronné de succès en termes quantitatifs. Les énergies renouvelables ne représentaient en effet en 1999 que 4,3 % de l'approvisionnement total en énergie des États-Unis (voir figure suivante).

Figure 7 : Approvisionnement en énergie primaire des États-Unis, par filière
(source : AIE-OCDE)

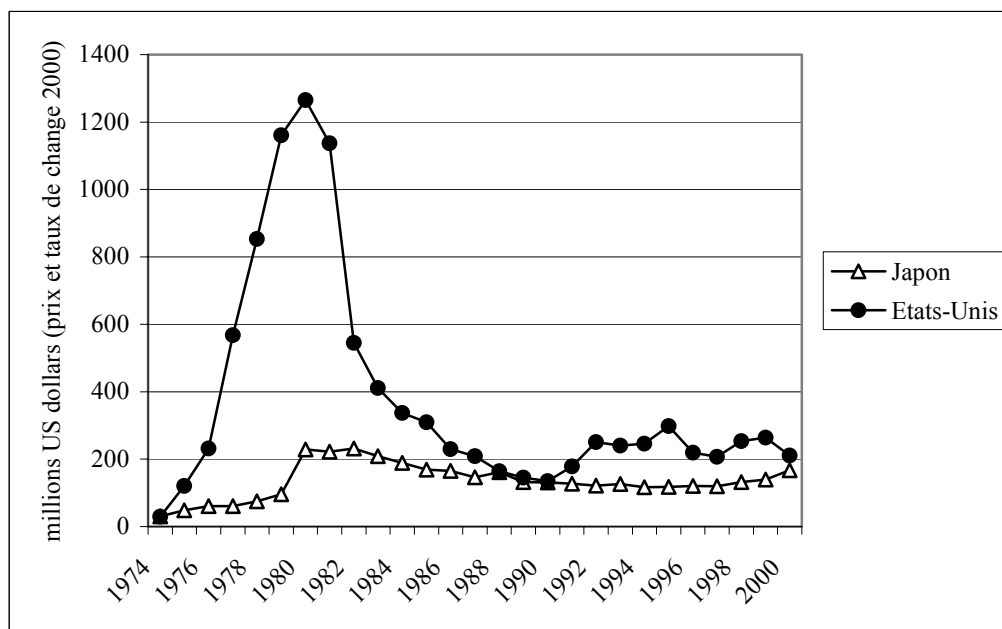


Au demeurant, quelle est la place de la France dans la R & D publique consacrée aux énergies renouvelables ?

Les États-Unis occupent le premier rang, malgré de fortes fluctuations - 1,2 milliard de dollars au maximum en 1980 et 200 millions de dollars en 2000.

Le Japon, pour sa part, progresse régulièrement depuis 1974 et effectue des efforts de R&D publique de près de 200 millions de dollars en 2000, rejoignant ainsi le niveau américain (voir graphique suivant).

Figure 8 : Dépenses publiques de R&D sur les énergies renouvelables aux États-Unis et au Japon (source : AIE-OCDE)



En Europe, la position de la France ne peut pas être considérée comme satisfaisante, dans la mesure où son volume de recherche est inférieur à celui du Danemark ou de la Suède²⁰.

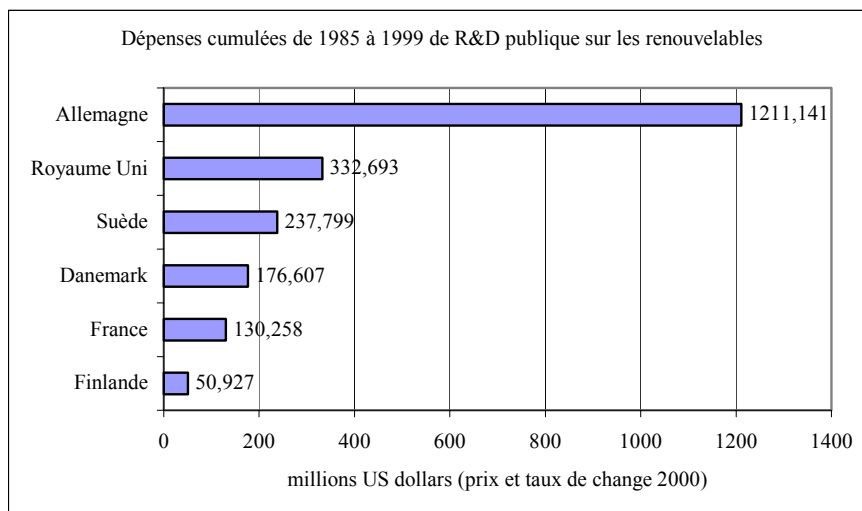
Ainsi, en 1999, le Danemark a alloué 1,2 fois plus de crédits publics à la R&D sur les renouvelables que la France, la Suède 1,05 fois et l'Allemagne 5,4 fois plus.

Sur la période 1985-1999, la France est au dernier rang (voir graphique ci-après) du groupe des pays du nord de l'Europe s'intéressant aux énergies renouvelables.

En particulier, sur cette période 1985-1999, l'Allemagne aura alloué un montant de crédits publics à la R&D 9,5 fois supérieur à celui de la France.

²⁰ La France ne communique ses statistiques de R&D sur l'énergie à l'AIE-OCDE que depuis 1985. De plus, les chiffres relatifs à l'année 2000 ne sont pas disponibles, contrairement à ceux de la plupart des autres pays.

Figure 9 : Crédits publics de R&D alloués aux énergies renouvelables
(source : AIE-OCDE)



S'agissant de l'évolution au cours du temps des dépenses publiques de R&D, on trouve une grande variabilité au cours du temps de la part de l'Allemagne, avec deux pics en 1982 et 1993. S'il y a variabilité, le niveau des dépenses reste toutefois largement supérieur à celui observé en France (voir tableau ci-après).

Figure 10 : Dépenses publiques de R&D sur les énergies renouvelables
(source : AIE-OCDE – millions FF - prix et taux de change 2000)

	Aut.	Dk	Espagne	Finlande	France	Allemagne	Grèce	Irlande	Italie	Norvège	P-B	Portugal	R-U	Suède
1974	0,0	0,0	5,8	nc	nc	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0
1975	0,0	3,6	16,0	nc	nc	70,4	0,0	0,0	0,0	0,3	30,0	0,0	21,6	59,0
1976	0,0	6,0	41,8	nc	nc	123,0	0,0	1,9	0,0	1,4	96,9	0,0	31,9	41,2
1977	41,3	35,3	68,8	nc	nc	185,4	5,5	4,7	50,4	2,6	118,1	0,0	63,4	123,4
1978	53,5	67,6	46,4	nc	nc	314,1	7,5	7,3	109,2	24,8	133,7	0,0	177,8	233,4
1979	61,7	126,7	109,0	nc	nc	686,2	23,5	13,4	105,3	53,0	153,4	0,0	312,2	467,9
1980	74,6	60,1	272,8	nc	nc	717,7	91,7	15,4	199,9	49,2	171,2	11,1	276,4	391,4
1981	56,5	38,2	200,5	nc	nc	756,1	113,1	43,4	373,9	41,0	207,4	11,0	401,9	504,3
1982	54,4	30,2	199,6	nc	nc	1 150,1	29,9	38,8	184,7	32,2	140,5	0,0	298,8	480,5
1983	60,9	26,1	242,8	nc	nc	551,8	29,1	18,2	323,7	34,2	165,2	19,7	236,1	352,9
1984	31,4	28,2	427,0	nc	nc	672,4	41,3	9,1	644,3	28,3	149,3	27,9	262,6	334,1
1985	30,5	28,2	141,1	nc	189,1	600,7	62,8	6,4	169,2	24,7	352,9	27,3	227,3	228,0
1986	23,0	37,8	121,7	nc	136,9	375,1	99,6	5,4	273,7	25,8	170,9	22,9	182,7	157,6
1987	22,7	33,5	81,2	nc	79,2	527,2	48,1	8,7	247,9	18,4	155,4	18,1	218,5	116,6
1988	36,1	0,0	87,7	nc	60,8	561,1	119,4	9,8	347,4	18,5	128,6	15,3	223,4	129,9
1989	20,0	73,2	92,9	nc	52,0	550,7	55,8	0,0	267,1	23,2	148,7	21,7	222,0	131,3
1990	13,3	58,1	124,3	14,8	54,0	654,1	27,5	3,1	303,8	39,3	224,8	11,6	215,4	110,7
1991	30,5	117,4	103,6	12,0	49,4	716,1	28,0	0,0	232,1	70,7	218,9	11,0	234,5	73,9
1992	26,1	124,4	141,4	12,9	48,1	755,3	29,9	0,0	0,0	77,6	130,0	14,9	212,1	179,1
1993	35,5	133,0	127,6	37,7	35,0	824,3	21,3	0,0	171,9	61,8	129,9	9,7	194,5	89,6
1994	45,8	115,6	93,3	35,9	32,8	544,4	11,4	0,0	194,6	50,7	112,6	3,6	115,0	108,5
1995	54,0	108,0	90,4	36,6	32,4	480,5	20,4	0,0	265,2	33,2	126,6	3,4	112,2	83,9
1996	41,7	87,0	90,4	46,4	30,6	596,3	19,0	0,0	247,9	30,8	125,1	7,2	73,6	53,3
1997	49,8	112,9	90,4	74,8	18,8	466,2	40,0	0,0	228,3	30,3	185,7	3,5	49,7	55,0
1998	65,4	122,8	112,9	54,6	25,3	522,4	nc	nc	212,9	35,6	137,8	7,9	36,7	88,5
1999	61,1	105,2	96,4	36,8	82,7	446,5	nc	nc	nc	35,1	280,8	8,5	50,5	86,8
2000	0,0	106,3	94,2	nc	nc	397,3	nc	nc	nc	35,0	nc	5,0	60,3	nc

Un accroissement de l'effort de recherche et développement sur les énergies renouvelables est probable dans les prochaines années. Ainsi, aux États-Unis, le « New

Energy Policy Development Group », présidé par le Vice-président Dick CHENEY a recommandé, dans le cadre de son rapport « *National Energy Policy* » de mai 2001, une augmentation de 39 millions de dollars du budget du DOE afin de financer un effort de R&D supplémentaire dans le domaine des énergies renouvelables.

L'Allemagne, pour sa part, investit depuis plusieurs années dans les énergies renouvelables, tant dans le domaine de la recherche que dans le soutien à la demande d'équipements.

Bien évidemment, les crédits publics ne sont qu'un indicateur de l'effort national. La recherche publique est évidemment complétée par les efforts de l'industrie, lorsque le pays considéré en possède une. Mais la recherche publiques témoigne en tout état de cause d'une volonté nationale qui peut ensuite être relayée à plusieurs niveaux.

3.2. Les programmes européens de R&D sur les énergies renouvelables

L'Union européenne accorde un intérêt soutenu aux technologies des énergies renouvelables depuis 1994, date de démarrage du 4^{ème} programme cadre de recherche et développement.

Cet intérêt s'est maintenu au même niveau jusqu'à aujourd'hui, avec des montants financiers de l'ordre d'un milliard d'euros sur 5 ans.

Tableau : Principaux programmes communautaires relatifs aux énergies renouvelables

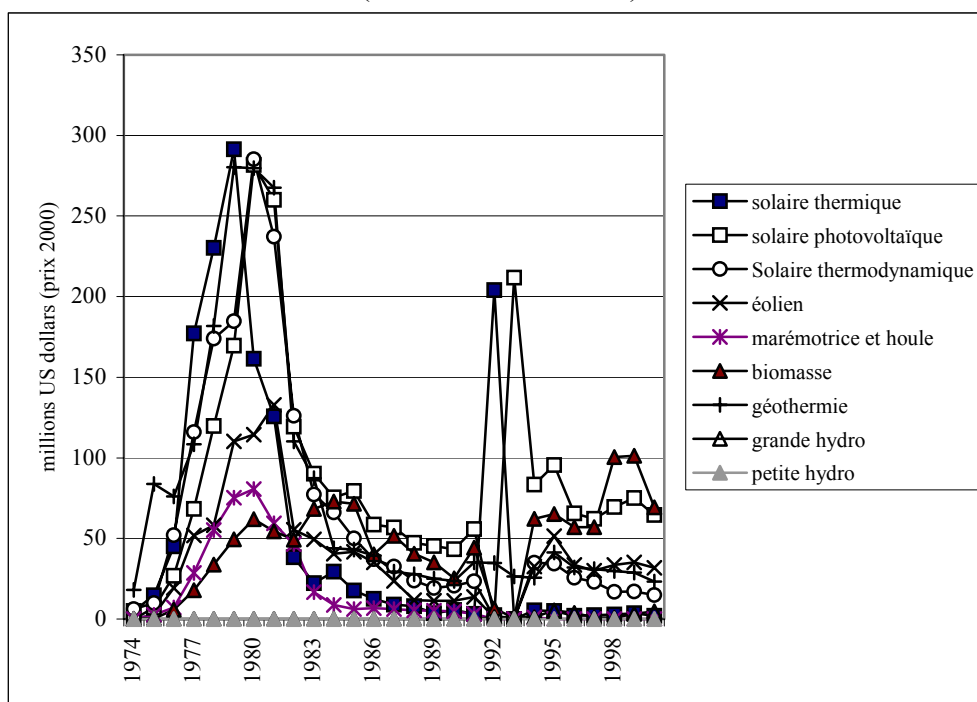
Programmes Joule / Thermie	5 ^{ème} PCRD (1998-2002)	Programme Alternier
<ul style="list-style-type: none"> • Programme JOULE-Thermie faisant partie du 4^{ème} PCRD (1994-1998) • Principales caractéristiques : <ul style="list-style-type: none"> - montant : 1,039 milliard d'écus - actions à frais partagés relatives aux sources d'énergie renouvelables : 45 % du total, soit 435 millions d'euros - JOULE : programme de recherche et développement technologique - Thermie : démonstration - domaines couverts : intégration des énergies renouvelables, solaire photovoltaïque, énergies renouvelables dans les bâtiments, éolien, biomasse et déchets, hydroélectrique (démonstration seulement), géothermie, stockage de l'énergie et autres options) 	<ul style="list-style-type: none"> • Action thématique « <i>Énergie, environnement et développement durable</i> », dotée d'un budget de 2125 millions d'euros pour l'ensemble des actions clés • Action clé « <i>Énergie plus propre, faisant appel notamment aux sources d'énergie renouvelables</i> » [479 Meuros] dont : <ul style="list-style-type: none"> - production à grande échelle d'électricité et de chaleur, avec réduction des émissions de CO2, au départ de la biomasse - activités de mise au point et de démonstration, notamment pour permettre une production décentralisée, concernant les principales énergies nouvelles et renouvelables, notamment les technologies liées à la biomasse, aux piles à combustibles, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire - intégration des sources d'énergie nouvelles et renouvelables dans les systèmes énergétiques • Action clé « <i>Une énergie économique et efficace pour une Europe concurrentielle</i> » [547 Meuros] dont : <ul style="list-style-type: none"> - technologies de stockage de l'énergie à grande et petite échelle - amélioration de l'efficacité des énergies nouvelles et renouvelables - analyse de la rentabilité (sur la base des coûts sur l'ensemble du cycle de vie) et de l'efficacité de toutes les sources d'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Premier programme Alternier (1993-1997)</i> pour la promotion des sources d'énergie renouvelables dans la Communauté, adopté par le Conseil par sa décision 93/500/CEE(10) (44 millions d'écus) • <i>Deuxième programme dit de suivi Alternier II (1998-1999)</i> doté de 22 millions d'écus adopté par la décision du Conseil 98/352/CE(11) • Ce programme Alternier II a été transformé en <i>Alternier II renforcé</i> par la Décision n° 646/2000/CE du Parlement européen et du Conseil, en date du 28 février 2000, dans le cadre du Programme-cadre pluriannuel pour des actions dans le secteur de l'énergie (1998-2002) • Principales caractéristiques d'Alternier II renforcé : <ul style="list-style-type: none"> - 77 millions d'euros sur la période 1998-2002 - financement d'études destinées à mettre en œuvre et à compléter d'autres mesures de la Communauté et des États membres pour développer le potentiel des énergies renouvelables (mise au point de stratégies sectorielles, développement de normes et de certification) - financement d'actions pilotes visant à développer les structures et les instruments pour le développement des énergies renouvelables - financement d'actions pour faciliter la pénétration sur les marchés des ENR et d'action de suivi et d'évaluation
<ul style="list-style-type: none"> • Les Fonds structurels FEDER et FEOGA contribuent au financement d'installations d'exploitation de sources d'énergie renouvelables (centrales électriques alimentées par biomasse ou déchets) 		

3.3. Un retard de la R&D publique française pour la quasi-totalité des filières d'énergies renouvelables

S'agissant de la R&D sur les énergies renouvelables, les États-Unis représentent sans aucun doute un pays phare, non seulement par le volume des crédits alloués mais aussi par la réactivité des pouvoirs publics aux circonstances et à la demande du public.

En tout état de cause, les États-Unis ont conduit des recherches publiques importantes pour l'ensemble des énergies solaires, qu'elles soient photovoltaïque, solaire ou thermodynamique (voir graphique ci-après). La biomasse fait également l'objet de travaux de recherche importants.

Figure 11 : Dépenses publiques de R&D des États-Unis pour les différentes filières d'énergies renouvelables
(source : AIE-OCDE)



En dépenses cumulées entre 1974 et 2000, c'est le solaire photovoltaïque qui a fait l'objet des efforts publics les plus importants, avec 15,6 milliards FF, suivi de la géothermie avec 14 milliards, du solaire thermodynamique avec 12 milliards, du solaire thermique avec 10 milliards, de la biomasse avec 8,5 milliards et de l'éolien avec 7,1 milliards.

Pour l'année 2000, c'est la R&D sur la biomasse qui a reçu les crédits les plus importants (30 % du total), suivie du solaire photovoltaïque (28 %) et de la géothermie (10 %).

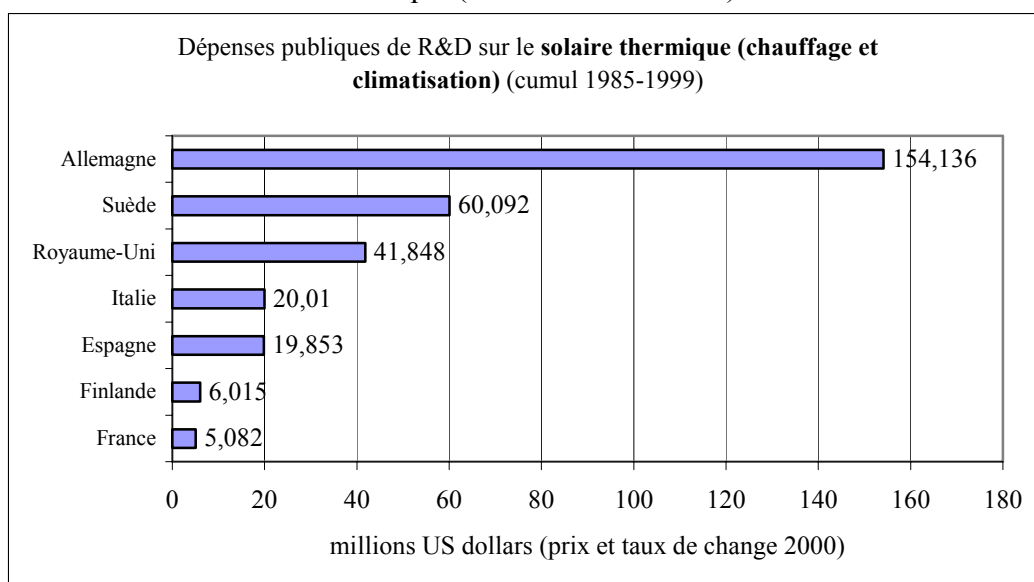
Défavorable au plan global, quelle est la situation de la R&D française par rapport à ses concurrents européens pour les énergies renouvelables ?

Pour effectuer de telles comparaisons, différents indicateurs peuvent être utilisés. On retiendra ici, sur la base des données fournies à l'Agence internationale de l'énergie de l'OCDE par les pays membres, deux indicateurs. Le cumul des dépenses publiques allouées de 1985 à 1999 par les différents pays permet de gommer les à-coups annuels et d'indiquer les tendances de fond. On utilisera également les dépenses 2000 ou 1999.

S'agissant du solaire thermique, entendu comme le solaire thermique servant au chauffage de l'eau chaude sanitaire, aux planchers solaires directs et à la climatisation solaire, l'Allemagne a investi dans sa R&D publique 30 fois plus que la France sur la période considérée, la Suède 11 fois plus et le Royaume Uni 8 fois plus.

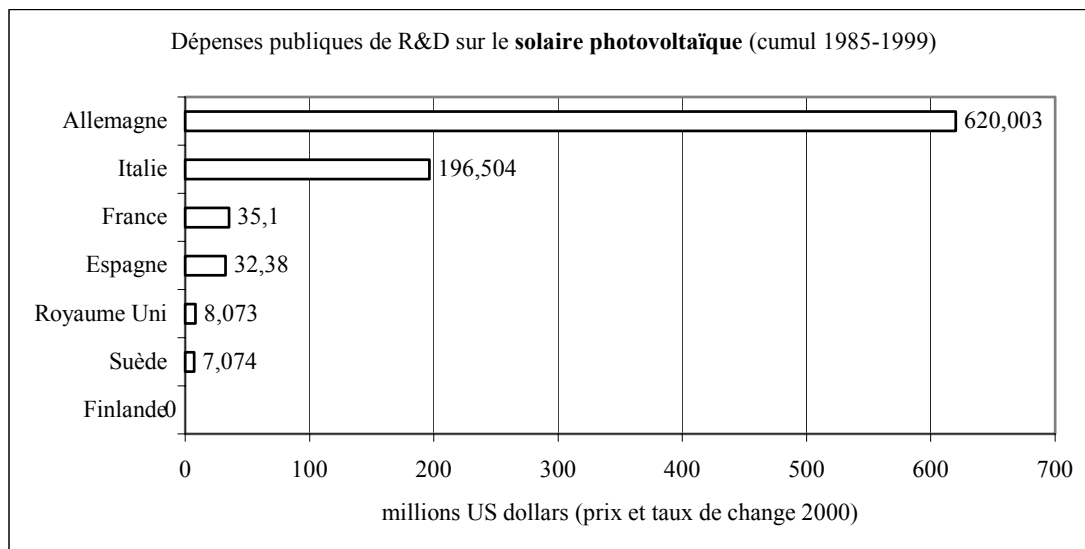
Par référence à la situation climatique de la France, plus favorable que celle des pays qui la devancent en la matière, cette situation ne laisse pas d'étonner.

Figure 12 : Classement des différents pays européens, pour la R&D publique sur le solaire thermique (source : AIE-OCDE)



S'agissant du solaire photovoltaïque, trois groupes de pays dans le monde consentent un effort de recherche publique important, le Japon passé récemment au premier rang avec près de 700 millions FF en 2000, suivi des États-Unis avec près de 600 millions FF et de l'Allemagne avec un peu moins de 215 millions FF. En cumul de 1985 à 1999, la France aura consacré à ce type de recherche 17 fois moins que l'Allemagne et 5 fois moins que l'Italie.

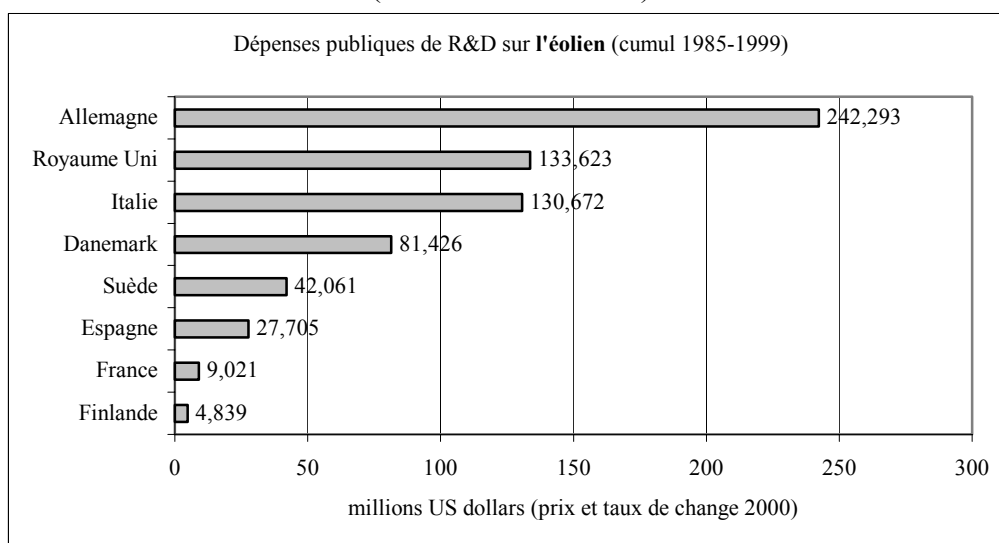
Figure 13 : Classement des différents pays européens, pour la R&D publique sur le solaire photovoltaïque (source : AIE-OCDE)



Par ailleurs, après avoir mis en place des programmes importants de R&D sur le solaire thermodynamique à la fin des années 1970 et au début des années 1980, la France a totalement arrêté ses recherches, alors même que l'Allemagne continuait ses travaux, avec un total cumulé de 780 millions FF sur la période 1985-1999 et que l'Espagne se lançait dans ce domaine pour atteindre des investissements de l'ordre de 36 millions FF par an.

Le cas de l'éolien est également intéressant. L'effort passé de R&D dans ce domaine est important en Allemagne, au Royaume Uni, en Italie, au Danemark et en Suède. Pour l'année 2000, seuls l'Allemagne avec 128 millions FF et le Danemark avec 43 millions FF ont maintenu un effort public de R&D pour cette technologie au demeurant mûre.

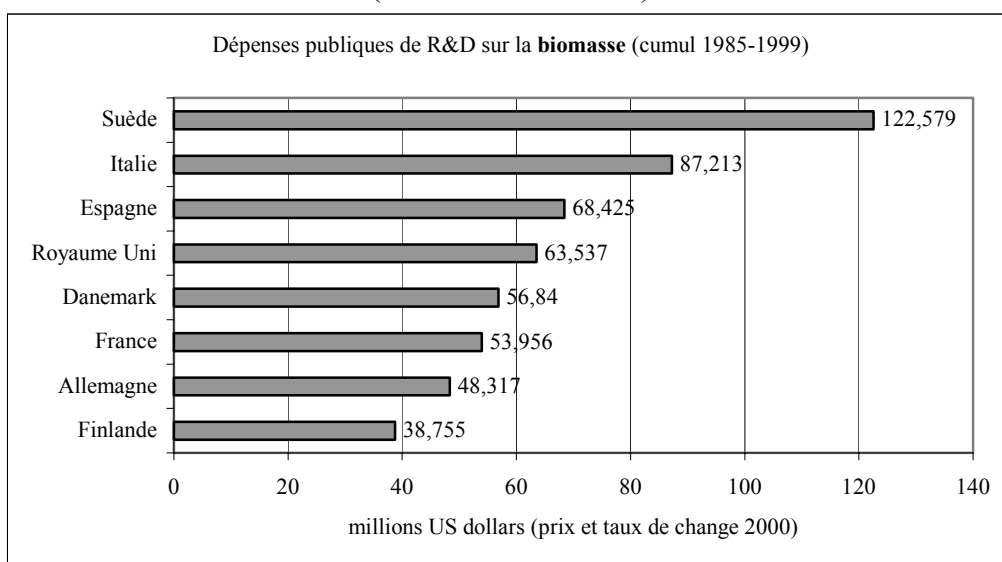
Figure 14 : Classement des différents pays européens, pour la R&D publique sur l'éolien (source : AIE-OCDE)



S'agissant de la R&D publique sur la biomasse, les États-Unis sont incontestablement les leaders mondiaux, avec des dépenses annuelles de près de 718 millions

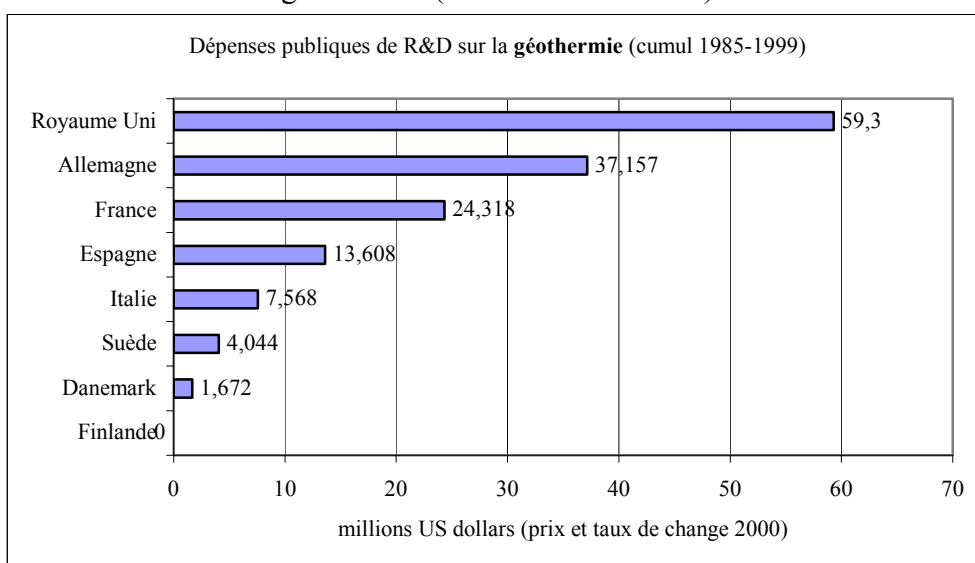
FF, qui sont supérieures d'un facteur 20 fois à celle de tous les autres pays. Au sein de l'Union européenne, la biomasse est la filière où les dépenses publiques de R&D sont sensiblement égales pour l'ensemble des pays. En 1999, la Suède arrive en tête, avec un facteur 2,3 par rapport à la France, l'Italie avec un facteur de 1,6, le Royaume Uni avec un facteur 1,2.

Figure 15 : Classement des différents pays européens, pour la R&D publique sur la biomasse (source : AIE-OCDE)



Enfin, s'agissant de la R&D publique sur la géothermie, c'est, durant la période 1985-1999, le Royaume Uni qui a le plus investi, mais ses investissements sont nuls depuis 1995. L'Allemagne arrive au second rang, avec en 1999 près de 10,5 millions FF investis, la France au 3^{ème} rang avec 8 millions FF. Ces investissements correspondent en grande partie au projet de Soultz-les-Forêts. Mais, pour la même année 1999, le Japon et les États-Unis arrivent largement en tête en 1999, avec respectivement 211 millions FF et 204 millions FF.

Figure 16 : Classement des différents pays européens, pour la R&D publique sur la géothermie (source : AIE-OCDE)



Au total, la R&D française apparaît en retard par rapport à tous les pays européens, en particulier l'Allemagne. Sur la période 1985-1999, les dépenses publiques de R&D sur les énergies renouvelables en France auront été inférieures d'un facteur 9 à celles de l'Allemagne et d'un facteur 2,6 à celles du Royaume Uni.

Des efforts considérables devront donc être faits à l'avenir pour compenser les manques de savoir-faire et de culture scientifique et technique occasionnés par cette longue absence du domaine de la recherche sur les énergies renouvelables.

3.4. Des chiffres récents traduisant une augmentation de crédits alloués

D'après le ministère de la recherche, la part du budget de l'ADEME consacré en 2001 à la recherche s'établit à 130 millions de francs (voir tableau ci-après).

Figure 17 : Part du budget de l'ADEME consacré à la recherche sur les ENR en 2001
(source : ministère de la recherche –DT4)

millions de francs (millions d'euros)	Recherche	PNAEE ²¹	Environnement	Industrie	<i>Total</i>
	BCRD				
Solaire Thermique	1,5 MF (0,23 M€)		2,0 MF (0,3 M€)	3 MF (0,45 M€)	6,4 MF (0,98 M€)
Éolien	13,1 MF (2 M€)	19,7 MF (3 M€)	5,9 MF (0,9 M€)	19,7 MF (3 M€)	78,7 MF (12 M€)
Photovoltaïque		19,7 MF (3 M€)			
Géothermie	10 MF (1,52 M€)	10 MF (1,52 M€)	2 MF (0,3 M€)		21,9 MF (3,34 M€)
Bois-Énergie			3,5 MF (0,53 M€)		3,5 MF (0,53 M€)
Biocarburants	5,8 MF (0,88 M€)		12,7 MF (1,93 M€)		24,3 MF (3,7 M€) ²²
DOM-TOM			2 MF (0,3 M€)		2 MF (0,3 M€)
Total ENR	30,4 MF (4,63 M€)	49,3 MF (7,52 M€)	27,9 MF (4,26 M€)	22,6 MF (3,45 M€)	130,3 MF (19,87 M€)

En tout état de cause, la contribution du Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique est exceptionnelle. On doit donc considérer que le budget récurrent de l'ADEME est proche de 80 millions de francs par an.

S'agissant du CNRS, le programme ECODEV a coordonné, jusqu'en 2001, la plus grande partie des recherches du domaine dans les laboratoires du CNRS, de l'Université et des grandes écoles.

²¹ PNAEE : programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique.

²² dont 0,76 million de francs d'autres crédits

Tableau 10 : Budget total sur la période 1997-2000 (d'après l'audit ECODEV) – crédits incitatifs

(source : Ministère de la recherche – DTA4)

	Budget 1997-2000
ENR (dont 10MF sur la socio-économie et la prospective)	29 MF (4,42M€) ²³
Procédés propres, écoproduits et déchets.	31MF (4,72 M€ [□])
Habitat, ville, transports.	44 MF (6,70 M€) [□]
<i>Total sur quatre ans</i>	104 MF (15,85 M€)

En incluant les effectifs, soient 300 équivalent temps plein par an, dont 80 sur les énergies renouvelables, le budget total impliqué par les actions du programme ECODEV est de l'ordre de 150 millions F (23 M€) par an.

La fraction consacrée aux ENR a été de l'ordre du tiers, soit 50 millions de francs par an (7,6M€).

S'agissant du CEA, le contrat pluriannuel État-CEA pour la période 2001-2004 prévoit, pour le programme Nouvelles Technologies de l'Énergie, les budgets suivants :

Tableau 11 : Budget du CEA consacré aux énergies renouvelables
(source : Ministère de la recherche – DTA4)

	2000	2001	2004
Effectifs	120	160	220
Budgets	118 MF (18 M€)	173 MF (26,37 M€)	272 MF (41,46 M€)

Les effectifs cités sont ceux du programme « nouvelles technologies de l'énergie » datant de décembre 1999 et qui indiquait également que 40% des budgets devaient provenir de ressources extérieures.

La répartition de ces moyens, pour l'année 2000, est indiquée dans le tableau ci-dessous.

²³ La ligne ENR comprend la participation de l'ADEME dans le contrat-cadre CNRS-ADEME, soit 1,82 MF.

Tableau 12 : Répartition des moyens du CEA alloués pour l'année 2000 aux énergies renouvelables

(source : Ministère de la recherche – DTA4)

	Effectifs	Budget
Conversion d'énergie (essentiellement pile à combustible)	56	38,5MF (5,86 M€)
Stockage d'énergie (Batterie, piles et supercapacités)	14	15 MF (2,28 M€)
Nouveaux Combustibles	50	7 MF (1,06 M€)
Production d'énergie (essentiellement photovoltaïque)		37 MF (5,64 M€)
URE (essentiellement Groupe de recherche sur les échangeurs thermiques)		27 MF (4,11 M€)
Total	120	124,5 MF (18,98 M€)

On peut noter que le budget total a donc légèrement augmenté entre le contrat État-CEA et sa réalisation en 2000.

D'autres organismes de recherche sont impliqués à des titres et des degrés divers dans la recherche sur les énergies renouvelables. L'IFREMER a entrepris une analyse des problèmes impliqués par le développement des éoliennes offshore. Le BRM, l'INRA, l'IRD et le BRGM sont impliqués, en général à des niveaux modestes dans des programmes concernant les énergies renouvelables.

Pour donner une image complète du financement de la recherche, il convient de prendre en compte les contributions du 5^{ème} PCRD ainsi que celles provenant d'organismes extérieurs, tels EDF et de quelques groupes pétroliers TotalFinaElf, BP, Shell.

Mais au final, on peut se demander si la récente augmentation intervenue dans les moyens alloués à la R&D sur les énergies renouvelables a le volume nécessaire pour que la France figure en bonne place dans la course aux ruptures technologiques qui est lancée à travers le monde.

4. De multiples verrous technologiques à faire sauter

4.1. L'éolien

Même si les capacités éoliennes installées sont aujourd'hui considérables, il reste de nombreux travaux de développement à réaliser.

L'aérodynamique peut faire l'objet de progrès, notamment au niveau de la conception des pales, progrès qui sont d'autant plus nécessaires que la puissance des machines augmente et donc la longueur des pales également.

En tout état de cause, Jeumont Industrie dépense environ 4,5 M euros à la recherche et au développement de ses aérogénérateurs, soit environ 4 % de son chiffre d'affaires dans ce secteur d'activité.

Les principaux partenaires de Jeumont Industrie en matière de recherche sont des bureaux d'étude allemands et belges, faute de partenaires français de haut niveau dans ce domaine.

Ces efforts devront augmenter fortement si l'entreprise veut poursuivre sa conquête d'une part de marché.

Au demeurant, c'est l'éolien offshore qui requiert les efforts les plus déterminés. En effet, il faut parvenir à faire baisser les coûts de construction et d'installation, de transport du courant, dans une situation où le retour d'expérience est quasi-inexistant et où il faudra du temps pour en bénéficier, dans la mesure où les projets de grande taille sont encore peu nombreux à avoir été réalisés²⁴.

4.2. Le solaire photovoltaïque

La recherche et le développement sur le photovoltaïque a, pour simplifier, deux types d'objectifs : d'une part l'amélioration des rendements sur les filières existantes, et, d'autre part la mise au point de nouveaux matériaux dont le principe de fonctionnement et les applications sont foncièrement différents.

4.2.1. L'amélioration continue des performances du silicium

Pour les industriels du solaire photovoltaïque, la filière silicium est la seule qui offre des perspectives de progrès à court-moyen terme. S'agissant du coût des cellules, il existe une courbe d'apprentissage qui devrait permettre de parvenir à une baisse des coûts d'un facteur 2 à l'horizon 2010. Mais pour délivrer un kWh à un coût compétitif, c'est d'un facteur 7 qu'il faudrait diviser les coûts d'investissement.

La fabrication d'un module photovoltaïque nécessite de multiples étapes, dont l'élaboration du matériau, son dopage chimique, la métallisation, la connectique, l'encapsulation. Un saut technologique opéré pour une étape peut faire baisser les coûts de celle-ci. Mais au niveau global, la baisse de coût n'apparaîtra que de manière incrémentale.

De fait, des améliorations progressives et cumulatives sont en effet régulièrement enregistrées dans différents domaines : les quantités de silicium utilisées décroissent, les rendements augmentent, des progrès sont effectués pour l'encapsulation des cellules et au total le coût de l'électricité produite diminue.

Un exemple de progrès cumulés, qui ne constituent pas des ruptures à proprement parler, est celui des techniques de sciage du silicium monocristallin qui ont permis de passer à des épaisseurs de 500 à 200 μ , puis d'atteindre la dizaine de μ avec une autre technique, ce qui permet de diminuer la quantité de matériau utilisé.

Un nouveau procédé technologique récemment mis au point permet à son tour de faire des progrès. Il s'agit de la diffusion de microbulles d'hydrogène dans les zones fracturées du silicium, qui permet ensuite de peler celui-ci couche par couche, celles-ci ayant une épaisseur de 10 μ . Les couches sont ensuite collées sur des plaques de verre, ce qui permet ultérieurement un traitement collectif peu coûteux sur un même module.

²⁴ Communication de M. Jean-Marc AGATOR, 6 novembre 2001.

Au surplus, la coulée en continu du silicium se profile à l'horizon, tant au Japon qu'en France.

Jusqu'où le silicium pourra-t-il progresser ? En réalité, quand une technologie est en place, elle a une grande capacité de résistance par rapport à la concurrence, dès lors que le marché croît, ce qui est le cas pour les cellules photovoltaïques.

4.2.2. La rupture technologique des matériaux plastiques

Les matériaux organiques photovoltaïques représentent un objectif de percée technologique à 10 ans avec une diminution des coûts telle que l'on parvienne à un niveau de 1 euro / Watt crête en 2010.

Des recherches avaient été conduites en France dans les années 1980 avant d'être abandonnées du fait de rendements très faibles obtenus avec des matériaux organiques. Ces recherches, qui ont redémarré en 1995, connaissent aux États-Unis, en Europe et au Japon, une accélération soudaine.

Aux États-Unis, en particulier, un budget de 6 millions de dollars a été débloqué au National Renewable Energy Laboratory pour les années 2001 à 2003 pour la recherche portant sur des technologies photovoltaïques non conventionnelles, incluant les cellules solaires plastiques à base de polymères ou les cellules hybrides organiques-inorganiques.

La raison de ce redémarrage est à trouver d'une part dans le fait que de nouveaux polymères et de nouvelles molécules ont été découverts et d'autre part dans la mise en évidence de nouveaux principes physiques.

Mais une autre raison fondamentale est que le secteur industriel des diodes électroluminescentes organiques pour les écrans de téléphones mobiles ou pour les autoradios tire la recherche en avant. Les pays possédant des entreprises comme Philips, Siemens, Kodak, Pioneer ou TDK, impliquées dans ce secteur bénéficient d'un effet d'entraînement. La physique des diodes électroluminescentes est au demeurant la même que celle du photovoltaïque.

Les équipes de l'université de Linz en Autriche, qui détiennent la première place dans le monde, ont mené une approche moléculaire de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire en utilisant le transfert d'électrons photoinduits dans des composites polymères conjugués de type polyphénylènevénylène pour les matériaux donneurs et de type fullerène pour les matériaux accepteurs. De nouveaux types de jonctions sont donc mis au point, avec l'intérêt fondamental que tout le volume du film est actif, ce qui, en théorie, ne fixe pas de limite de rendement.

La meilleure performance mondiale des matériaux organiques pour les applications photovoltaïques est un rendement de 3 % avec une durée de vie de quelques minutes. L'objectif de recherche technologique à court terme est de parvenir à un rendement de 5 % pour une durée de 5000 heures. Pour le moment, aucune équipe française ne parvient à un rendement approchant 1 %, faute d'équipements de production adéquats.

La recherche sur les matériaux organiques photovoltaïques a commencé en France en 1996 au CEA-Saclay. L'urgence est aujourd'hui de structurer cette activité, en regroupant les forces disponibles.

A titre de comparaison, les Pays-Bas, la Belgique et le Royaume Uni disposent d'équipes de 10 à 15 personnes travaillant sur le sujet.

En tout état de cause, un projet est en cours de démarrage, rassemblant le CEA et trois laboratoires de l'Université et du CNRS, financé en partie par l'ADEME. Ce projet se donne comme objectif de développer des cellules plastiques ayant les performances citées plus haut, à savoir un rendement de 5 % sur une durée de vie de 5000 heures. Il convient d'encourager ce projet et de le doter en moyens humains et matériels, notamment grâce à une mobilisation beaucoup plus importante des moyens financiers de l'ADEME.

Cette étape requiert aujourd'hui un financement public, dans la mesure où son développement industriel n'est pas prévu avant 2010.

On peut se demander enfin s'il n'y aurait pas des idées à tirer de l'observation des mécanismes mis en œuvre dans les chaînes de transfert d'électrons et d'hydrogène par le cytochrome dans les cellules.

4.2.3. Les moyens insuffisants de la recherche française sur le photovoltaïque

Depuis 30 ans, les aides au développement technologique du solaire photovoltaïque ont été, de par le monde, nombreuses et abondantes. Mais la France n'est pas en pointe dans ce domaine.

En 2000, le budget public de R & D pour le solaire photovoltaïque s'est élevé aux États-Unis à 65 millions de dollars, soit 470 millions de francs. La recherche fondamentale sur le solaire a reçu 21,5 % du total, la recherche sur les matériaux et les cellules 41,5 % et le développement technologique 37 %.

La plupart des grands pays industriels disposent d'un grand centre de recherche, spécialisé dans la recherche sur le solaire photovoltaïque. La R & D dans ce domaine est au contraire dispersée en France, les 60 chercheurs se consacrant à ce domaine étant répartis dans une vingtaine de laboratoires.

La France est incontestablement partie en retard dans la recherche sur le photovoltaïque. La puissance de feu de sa recherche est insuffisante, en raison de l'insuffisance des effectifs de chercheurs dans ce domaine, de leur dispersion dans un nombre trop important de laboratoires et d'un manque de moyens par comparaison à ceux des autres pays.

Tableau 13 : Principaux centres de recherche mondiaux dans le solaire photovoltaïque
(source : CEA)

	nombre de chercheurs se consacrant au solaire photovoltaïque
États-Unis : NREL	200
Allemagne : FhG ISE ISET (Kassel)	150 80
Belgique : IMEC	100
Pays-Bas ; ECN	60
Espagne : Ciemat, IES	nc
Grèce : CRES	nc
France : CEA-LETI, GENEC + 18 autres laboratoires	60

En outre la France a concentré ses efforts sur le silicium. Cette option, qui a permis de limiter le retard en raison du rôle dominant du silicium, présente cependant l'inconvénient de ne pas préparer l'étape suivante.

Au demeurant, les autres pays qui ont consacré des efforts plus importants que la France à l'ensemble des filières n'ont pas effectué de percée technologique. Les États-Unis et l'Allemagne ont consacré des moyens importants au silicium et aux couches minces, sans obtenir de résultats majeurs. En revanche, ce soutien s'est traduit par la mise en place d'une industrie d'une taille suffisante pour faire face à la concurrence mondiale.

Tableau 14 : Budget de la recherche publique sur le photovoltaïque
(source : CEA)

	budget annuel de la recherche publique sur le photovoltaïque	remarque
France	10 MF portés à 30 MF en 2001	frais de personnels non compris
Allemagne	100 MDM (350 MF)	frais de personnel compris
États-Unis	60-80 MF (450 MF)	
Japon	350 MF	

Une autre faiblesse de la France est l'insuffisance du couplage industrie-recherche. Les laboratoires du CEA ou du CNRS développent des briques technologiques destinées à être reprises par l'industrie, PhotoWatt au premier chef. Mais il est nécessaire qu'entre les deux interviennent des ateliers pilotes, qui n'existent pas dans le domaine du photovoltaïque.

Où situer ces ateliers pilotes ? Leur implantation chez l'industriel est un gage d'efficacité mais également un risque de les voir rapidement inutilisés, dans la mesure où l'entreprise est plus soucieuse d'efficacité immédiate que de recherche à moyen-long terme. Leur installation au sein de la recherche publique permet d'irriguer plusieurs industriels et d'assurer la pérennité à moyen terme du soutien public à l'innovation.

En réalité, un bon équilibre doit être trouvé entre les deux options d'efficacité et de prise en compte du moyen terme. Ce problème est d'une grande importance, dans la mesure où l'on constate, par exemple chez PhotoWatt, une grande inertie des techniques de fabrication et une difficulté à les faire évoluer.

Un autre défi à relever impérativement est celui du remplacement des générations nombreuses de chercheurs partant en retraite dans les années à venir.

4.3. Le solaire thermique

Différents verrous technologiques existent dans le domaine du solaire thermique. On peut en citer quelques-uns, sans pour autant être exhaustif.

Le premier est celui de la fabrication des capteurs sous vide, indispensables pour la climatisation solaire.

Le deuxième est la mise au point de capteurs pouvant être mieux intégrés aux toitures et surtout être considérés comme des matériaux de construction.

Mais le principal objectif de la R&D devrait être la mise au point de capteurs hybrides thermo-photovoltaïques susceptibles de produire à la fois de la chaleur et du courant électrique, avec comme objectif ultime leur intégration complète aux bâtiments voire la mise au point de matériaux de construction remplissant les deux fonctions - thermiques et photovoltaïques -.

4.4. Le solaire thermodynamique

Des sauts technologiques sont envisageables dans l'électricité thermique solaire, pour chacun des maillons technologiques en cause²⁵.

La technologie habituelle pour la fabrication des miroirs est celle du dépôt d'aluminium sur une couche de verre. La dureté du verre vis-à-vis de l'érosion est donc une condition importante à respecter. Une réduction des coûts pourrait résulter de l'utilisation de films plastiques. Des progrès sont également à faire dans le domaine des matériaux et des méthodes de focalisation. Au total, le coût des optiques utilisées dans les paraboles solaires, les centrales cylindro-paraboliques et les centrales à tour, ressort à près de 50 % du total. Des travaux de R & D sont indispensables et des progrès dans ce domaine auraient une grande rentabilité.

Des progrès dans le transport de l'énergie thermique ainsi que pour les échangeurs auraient également un impact important sur la rentabilité. Des études sont en cours aux États-Unis, en Allemagne, en Espagne et en Australie sur ces différents points. On pourrait explorer la voie du chauffage d'un gaz à haute température, en amont d'une turbine à gaz à cycle combiné.

Les industriels ne peuvent réaliser ces types d'études en l'absence de marchés. Un partage des tâches pourrait être trouvé entre le CNRS et le CEA, avec la collaboration d'industriels, pour les études des concepts et les technologies, selon un partenariat qui pourrait conduire à un projet pilote et à des réalisations dans des pays à ensoleillement élevé.

Une collaboration est attendue de tous pour mettre au point les nombreuses innovations que l'on peut attendre, dans le domaine des concepts de champs solaires, de fluides caloporteurs, de méthodes de stockage, d'échangeurs thermiques, de matériaux pour

²⁵ Edouard FABRE, 4 juillet 2001.

les réflecteurs et les dispositifs de collection thermique, sans oublier les problèmes d'entretien des surfaces optiques et l'amélioration des mécanismes d'automatisation.

En outre, les technologies de concentration des rayonnements et de suivi du soleil sont des paramètres critiques pour le solaire thermique comme pour le solaire thermodynamique d'ailleurs. En tout état de cause, la France possède un potentiel d'innovation technologique très important, au CNRS et au CEA. Mais l'innovation nécessite dans notre pays un nouveau type de regroupement²⁶.

Une autre des difficultés à surmonter pour le cylindro-parabolique, c'est la nécessité de maintenir les optiques dans un état de propreté suffisant. On cherche en conséquence à mettre au point des optiques autonettoyantes²⁷.

Enfin, le programme SOLAR PACES de l'Agence internationale de l'énergie assure une coordination des réflexions et un échange d'information entre les différents pays participants (États-Unis, Mexique, Brésil, Espagne, France depuis 4 ans, Royaume Uni, Union européenne, Allemagne, Suisse, Israël, Afrique du Sud, Russie, Autriche).

SOLAR PACES est impliqué dans les projets d'installations de centrales solaires au Mexique, au Maroc, en Égypte et en Inde. Les financements correspondants sont actuellement soumis au GEF (Global Environment Facility) et à la Banque mondiale.

4.5. La géothermie

Plusieurs types de progrès doivent être réalisés dans le domaine de la géothermie. La technologie des forages, la valorisation des eaux à basse température et enfin la géothermie en roches profondes chaudes et sèches.

4.5.1. Les techniques de forage

Pour le moment, l'effort de R & D en géothermie est très inférieur à celui qui est fait dans le pétrole. Et les transferts de technologie de l'exploration pétrolière à la géothermie sont relativement peu nombreux.

L'exploration pour la géothermie est moins fiable que l'exploration pétrolière, avec en conséquence des taux d'échec beaucoup plus élevé dans les forages. Certains pays, comme la Nouvelle-Zélande, l'Indonésie ou les Philippines, ont une efficacité supérieure. Mais il reste, d'une manière générale, des progrès à faire dans ces techniques.

Par ailleurs, les forages s'effectuent le plus souvent dans des roches dures, et toujours dans des environnements hostiles, à températures élevées et en milieu corrosif. Les coûts de forage ont moins baissé que dans le pétrole. En conséquence, les forages sont moins fréquents que dans l'exploration pétrolière et les technologies de mesure pendant le forage sont moins développées.

La technologie des trépan à têtes diamantées utilisés par exemple en Mer du Nord, n'est pas entièrement transposable à la géothermie, dans la mesure où les forages se font dans

²⁶ Pierre MATARASSO, 4 juillet 2001.

²⁷ Patrick JOURDE, 4 juillet 2001.

ce dernier cas à haute température, ce qui compromet la tenue des diamants et des composites. De plus les outils d'acquisition et de transfert des données de l'activité pétrolière ne supportent pas non plus les hautes températures. En revanche, les techniques de forage directionnel peuvent être transposées.

Une condition importante du développement de la géothermie en roche chaude serait donc que les coûts de forage diminuent. Car, une fois les forages réalisés, les coûts de production sont intéressants. Dans les îles, l'électricité produite à partir de groupes électrogènes est très onéreuse et la géothermie s'avère être la façon la plus économique de produire de l'électricité.

En définitive, pour assister à un développement des centrales géothermiques, il faut tout à la fois une amélioration des techniques de détection et d'évaluation des ressources et une diminution des coûts de forage.

4.5.2. La valorisation des basses températures

D'autres progrès technologiques sont possibles, notamment au niveau des cycles de conversion thermodynamique. Les turbines actuellement utilisées à Bouillante sont des turbines « *rustiques* » fonctionnant à des températures comprises entre 180 et 240 °C. Alstom a malheureusement abandonné les études commencées sur un cycle de production eau-ammoniaque. En tout état de cause, il faudrait mobiliser les savoir-faire existant dans différentes entreprises qui, pour l'instant, ne s'intéressent pas à la géothermie.

Des possibilités techniques existent par ailleurs de produire de l'électricité à des températures plus basses. Une entreprise israélienne possède 85 % du marché mondial, à l'heure actuelle, avec des cycles de Rankin à base d'isobutane et de pentane, tandis que le reste du marché est détenu par une entreprise italienne. Les cycles de Kalina eau-ammoniaque pourraient également être utilisés. Malheureusement, il n'existe pas d'équipes françaises travaillant dans ces domaines, Alstom s'étant désengagé du secteur.

Un autre domaine encore en friche est celui de la valorisation des rejets d'eau chaude. Différents projets pilotes sont en cours de mise au point en Guadeloupe.

L'usine géothermique de Bouillante I rejette pour le moment à la mer des quantités importantes d'eau chaude. Les rejets de Bouillante II, soit 450 m³ par heure d'une eau à 160 °C devraient, eux, faire l'objet d'une valorisation sur place. La production de froid à 7 °C est en effet possible à partir de ces rejets et devrait être utilisée par une petite usine de transformation de légumes en produits précuits sous vide ainsi que par un producteur d'algues. Ces types d'initiatives, encouragées par les pouvoirs publics, démontreront les applications multiples de la géothermie.

4.5.3. La géothermie en roche profonde

Enfin, deux questions relatives à la géothermie en roches chaudes et sèches doivent trouver des réponses. Son apport potentiel est-il inépuisable et quelle peut être sa place dans l'approvisionnement total en énergie ?

La chaleur du sous-sol est majoritairement due à la radioactivité naturelle. Elle est donc en théorie inépuisable. La difficulté essentielle de ce type d'énergie est d'être diffuse.

Le stock thermique des 5 premiers kilomètres du sous-sol représente plusieurs milliers d'années de consommation énergétique mondiale. La seule limite tient donc à la taille et à la durée de vie de l'échangeur. Mais en tout état de cause, la géothermie en roches chaudes, sèches et fracturées ne saurait suffire à l'approvisionnement en énergie de la planète.

En effet, les technologies de la géothermie en roches chaudes, sèches et fracturées, ne sont pas encore mûres et nécessitent incontestablement d'importants travaux de R & D.

A une profondeur suffisante, de l'ordre de 5 à 6 km, on trouve des températures de 200 °C. Si l'on sait fracturer les roches et créer des échangeurs, alors il est possible d'injecter de l'eau et de la récupérer, une fois portée à haute température. Potentiellement, les ressources sont immenses.

Il s'agit du concept le plus futuriste de la géothermie mais sans doute le plus intéressant en raison des enjeux énormes en termes d'énergie. A ce titre, ce concept a déjà été étudié aux États-Unis, au Japon et au Royaume Uni, mais avec un succès mitigé.

Le projet le plus important en Europe est sans aucun doute celui de Soultz-sous-Forêts, soutenu par l'Union européenne depuis 1989.

Durant la période 1997-1999, une boucle a été établie à – 3600 mètres. L'eau récupérée en surface pendant 3 mois, avec un débit de 26 litres par seconde, était à une température de 140 °C, dénotant un stock de chaleur très important. Dès lors un traçage des fluides a été établi, ouvrant des perspectives favorables à – 5000 mètres.

Le projet à – 5000 mètres a donc été lancé et un premier forage effectué qui a permis de tomber sur des températures de 200 °C. Le circuit d'eau n'a pas encore été établi mais un premier forage a été fait en juin 2001.

En l'occurrence, la fiabilité de la boucle dans le temps sera à démontrer, ce qui dépend des dimensions de l'échangeur. A cet égard, l'échangeur de Soultz-sous-Forêts semble constitué de fractures centimétriques conduisant à un réseau diffus.

Il est également indispensable que les pertes en eau soient limitées autant que possible et que l'impédance hydraulique soit faible. En l'occurrence, le site de Soultz-sous-Forêts semble présenter ces avantages.

La possibilité de transposer à d'autres endroits les enseignements recueillis sur ce site constituera une autre étape difficile de la R & D.

En tout état de cause, il existe des risques non négligeables d'échec de ce projet, comme dans toute recherche novatrice. Mais en cas de succès, on pourrait atteindre une puissance de 10 GWe.

En réalité, la géothermie en roches chaudes et sèches met en mouvement des fluides endogènes, les molécules récupérées n'étant pas celles injectées.

Le projet de Soultz-sous-Forêts a un budget total de 200 millions de francs, incluant les coûts de forage et d'opération. Il s'agit donc d'un budget très faible. Le soutien de la Commission européenne présente toutefois l'intérêt d'être indéfectible depuis 1976. Un effort

beaucoup plus important au niveau européen serait donc nécessaire. En tout état de cause, le projet de Soultz-sous-Forêts est marginal et n'est pas à la mesure d'un problème de société.

Une étude de l'ADEME démontre une rentabilité plus grande de la géothermie pour les réseaux de chaleur que pour la production d'électricité. On peut se demander si ses conclusions sont toujours valables.

En effet, une étude de la compagnie Royal Dutch Shell démontre au contraire que la géothermie en roches chaudes et sèches a sa meilleure rentabilité pour la production d'électricité. Shell investit d'ailleurs dans ces technologies dont elle considère qu'elles ont un grand avenir. L'objectif est en tout état de cause de parvenir à des coûts de 6-10 cEuros / kWh.

La Commission européenne estime indispensable que les pays membres progressent dans la connaissance de leur sous-sol. Des zones sont particulièrement favorables, comme la Limagne, le bassin rhénan et surtout l'Italie. Il existe actuellement des cartes du potentiel en roches chaudes sèches et fracturées mais avec un nombre limité de mesures.

En tout état de cause, il existe des zones favorables très importantes en Italie et en Allemagne. Au contraire le potentiel de la France serait limité.

Le potentiel français serait de 10 GWe à Soultz-sous-Forêts, principalement. En Italie, 1500 MWe sont déjà opérationnels, principalement dans la région de Naples. Le niveau des 50-100 GWe devrait pouvoir y être atteint.

4.6. L'utilisation du courant continu

Le courant continu présente de multiples avantages : réduction des pertes dans le transport, applications multiples dans l'éclairage ou l'électronique, arrivée à maturité de moyens de production délivrant naturellement du courant continu, facilité de stockage. Certains experts estiment que le 36 V continu devrait prendre à terme le tiers du marché, le courant alternatif conservant les deux tiers.

Il convient en conséquence de préparer le basculement de nombreux appareillages en mettant au point des dispositifs de substitution aux actuels équipements, en particulier les moteurs²⁸.

En tout état de cause, les études relatives aux réseaux en courant continu devraient être relancées²⁹.

4.7. La recherche sur le stockage de l'énergie et la pile à combustible

Le premier constat à faire est que la phase de l'électrolyse pour la production d'hydrogène ne semble pas être étudiée d'une manière approfondie et pratique en France, les travaux de recherche appliquée se concentrant sur le stockage ou la distribution d'hydrogène et sur la pile à combustible elle-même. L'optimisation de l'électrolyse en liaison avec des sources d'énergie renouvelables est, en revanche, un sujet de recherche au Québec où

²⁸ Patrick JOURDE, CEA, communication du 4 juillet 2001.

²⁹ Bernard SPINNER, CNRS, communication du 4 juillet 2001.

HydroQuebec maintient actifs un ensemble de travaux sur l'électrolyse en général, en particulier par des moyens de masse comme l'hydroélectricité.

L'autre volet des recherches est celui des questions liées à l'utilisation de l'hydrogène dans les piles à combustible.

L'objectif des constructeurs automobiles est d'atteindre un coût de 300 F/kW pour les dispositifs embarqués. L'objectif est de 1000 euro/kW pour les piles stationnaires qui devraient trouver des applications commerciales à un horizon plus rapproché, notamment comme dispositifs de secours pour des hôpitaux par exemple, avec l'avantage de produire également une chaleur utilisable. Les piles à combustible se caractérisent toutefois par une inertie de quelques secondes pour entrer en service, ce qui suppose que des batteries au plomb dont l'inertie est de 1ms, soient interfacées.

Quant à la production d'hydrogène par électrolyse comme méthode de stockage de l'énergie, en vue de la restitution d'électricité par une pile à combustible, elle semble hautement hypothétique, en raison de rendements globaux pour le moment désastreux.

4.7.1. L'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène

L'électrolyse de l'eau nécessite encore l'emploi de catalyseurs onéreux, ce qui en limite l'intérêt pratique. Le coût de ces éléments est encore plus élevé que ceux nécessités par les piles à combustible.

Le lancement de recherches approfondies sur cette question ne semble pas à l'ordre du jour en France, sauf au CEA qui procède à une évaluation des différents procédés (voir plus loin). Pourtant, au Japon, des électrolyseurs sont mis au point, avec des membranes à l'iridium. La France bénéficie d'un avantage comparatif considérable dans ce domaine avec son parc électronucléaire dont la production de nuit excède les besoins actuels. Il convient donc de relancer les recherches sur l'électrolyse de l'eau, dans la perspective de la mise en place d'une économie de l'hydrogène dans les années à venir.

4.7.2. Le stockage de l'hydrogène

Le CEA s'intéresse en particulier au stockage de l'hydrogène, indépendamment de la façon dont il est produit. Différentes techniques sont étudiées. Des récipients sont mis au point sur la base de vessies en polymères étanches insérées dans des bobinages communiquant à l'ensemble une grande résistance aux chocs.

Les microbilles, autre dispositif, présentent l'intérêt d'emprisonner l'hydrogène dans des volumes fragmentés mais ont l'inconvénient de consommer une énergie de pression importante lors de la phase de remplissage. Les nanotubes de carbone issus des nanotechnologies présentent des avantages théoriques importants mais sont encore très coûteux.

En l'état actuel des choses, les hydrures métalliques semblent constituer la meilleure solution, dans la mesure où, même si la réaction de désorption est endothermique, l'énergie consommée est relativement faible, en tout cas inférieure à celle utilisée pour les microbilles. Au reste de nouveaux matériaux susceptibles de former des hydrures sont aujourd'hui testés

et pourraient présenter un intérêt important dans la mesure où ils sont extraits en grandes quantités du sous-sol chinois.

Les nanotubes de carbone présentent un potentiel de stockage intéressant mais ils présenteront les inconvénients de l'amiante, ce qui obligera à les confiner et à mettre en place des dispositions particulières pour la fin de vie des dispositifs en contenant.

D'autres interrogations font sens pour la recherche, à savoir les méthodes de transport de l'hydrogène. A cet égard, des études sont conduites pour déterminer si les réseaux de gazoducs utilisés pour le gaz naturel peuvent être empruntés.

4.7.3. Le stockage red-ox

Le principe du stockage red-ox est le même que celui de l'électrolyse combinée à une pile à combustible. Une réaction d'oxydoréduction est utilisée pour stocker l'électricité. Une réaction inverse restitue l'électricité à un circuit. Au lieu d'utiliser l'eau, l'hydrogène et l'oxygène, d'autres couples oxydo-réducteurs sont utilisés, comme les couples chlore-zinc, brome-zinc ou les sels de vanadium. Des travaux importants sont réalisés au Royaume Uni, notamment par la société INNOGY.

Bien que ce type de méthode nécessite des membranes difficiles à mettre au point et des vannes qui lui confèrent une inertie certaine, il convient de relancer les recherches dans notre pays.

4.7.4. Le stockage du froid et de la chaleur

De nombreux schémas techniques actuels reviennent peu ou prou à faire appel à l'électricité quand il est nécessaire de stocker de l'énergie. Or il est moins coûteux de stocker la chaleur que l'électricité. Les techniques du stockage de l'énergie sous forme de chaleur doivent donc être approfondies.

Le stockage du froid pose néanmoins des problèmes difficiles dont les solutions peuvent encore être améliorées. Le niveau de température est un paramètre très important pour déterminer le système optimal. De même, la capacité requise constitue un paramètre important, car elle peut aller de quelques kWhth à des quantités considérables dans le cas de systèmes de stockage pour bâtiment, où le froid hivernal peut être stocké pour être restitué l'été.

En tout état de cause, les deux industriels du froid français ne semblent pas bénéficier d'un support important de la recherche nationale.

Le stockage de la chaleur à haute température a fait l'objet de recherches intensives en France à l'occasion de l'étude des centrales solaires à haute température, au début des années 1980.

Depuis lors, les recherches sont abandonnées dans notre pays, contrairement à ce que l'on observe dans d'autres pays, comme l'Allemagne, la Suisse, la Suède, le Canada, en particulier. Il existe pourtant des compétences au CEA et au CNRS dans ce domaine, mais d'une part elles ne semblent pas mobilisées avec une intensité suffisante, et, d'autre part, le lien n'est pas établi avec les programmes de recherche sur les énergies renouvelables.

4.7.5. Les réseaux électriques intelligents

Le stockage d'électricité dans les habitations est une éventualité qui mérite d'être étudiée, en raison des économies de réseau qu'elle pourrait générer³⁰.

En effet, le compteur électrique moyen d'une habitation est de l'ordre de 10 kW, pour une consommation journalière d'environ 10 kWh. Ceci signifie que le compteur n'est utilisé à pleine puissance que pendant une heure, avec de surcroît des pics de consommation aux mêmes heures qui obligent à surdimensionner le réseau. On peut donc imaginer que des habitations munies de batteries conséquentes pourraient être chargées sur une plage de temps étendue à 24 h. La puissance du compteur pourrait être diminuée en conséquence à quelques 500 W, la batterie pouvant fournir en interne l'énergie appelée lors du pic de consommation, sans faire appel au réseau.

Pour certains experts³¹, des batteries de taille suffisante rajouteraient un coût de 1 F/kWh, alors que l'électricité est vendue à un prix moyen de 70 cF/kWh. EDF, pour sa part, estime qu'il est moins onéreux d'augmenter la capacité du réseau.

Néanmoins, pour apporter une réponse définitive à ce problème, il faudrait prendre en considération l'évolution du coût des batteries, qui, à court terme, est relativement lente, au moins en ce qui concerne les batteries au plomb.

Un autre aspect est celui des réseaux de petite taille où il pourrait être envisagé de recourir à des solutions de stockage réparties, lorsque la production est déphasée par rapport aux besoins.

4.7.6. Les réseaux de chaleur ou de froid

Les réseaux de chaleur sont peu nombreux dans notre pays, comparativement à d'autres pays. Pour autant, ils permettent de valoriser des sources de chaleur en cogénération ou de la chaleur existant sous forme de produit fatal.

Or les réseaux permettent également d'apporter une réponse intéressante à la montée des besoins de climatisation. Pour autant, il n'existe que 2 réseaux d'eau glacée dans notre pays. Aux États-Unis, on trouve au contraire des réseaux de « *district cooling* » à côté de réseaux de chaleur.

Une question technique importante, qui devrait faire l'objet de recherches dans notre pays, est celle du transport de chaleur ou de froid à longue distance.

Le Japon a depuis 1995 engagé des travaux sur ce sujet. Mais aucun organisme de recherche français n'a malheureusement jugé bon d'y participer.

4.8. La biomasse

Il conviendrait en premier lieu de tester un nombre élargi de cultures à vocation énergétique, dans le cadre d'un programme d'ensemble. Des cultures autrefois utilisées à cet

³⁰ Christian NGÔ, table ronde du 9 octobre 2001.

³¹ Pr. Jean-François FAUVARQUE, audition du 9 octobre 2001

effet devraient être de nouveau étudiées, comme par exemple le topinambour dont la valeur énergétique et le contenu en sucres à 5 carbones présentent un intérêt potentiel, bien que l'on ne sache pas aujourd'hui hydrolyser les sucres en C5.

Mais c'est dans le domaine des biotechnologies que les efforts les plus importants et les plus urgents sont à faire.

Les sujets de recherche relatifs à la valorisation de la biomasse soit sous forme énergétique soit sous forme chimique sont innombrables.

Des gains considérables pourraient être obtenus grâce à de meilleurs rendements dans la fermentation alcoolique conduisant à des degrés en alcool supérieurs, ce qui réduirait la dépense énergétique de la distillation.

De la même façon, il faut développer l'acidogénèse qui conduit à la fabrication d'acides organiques à partir de la biomasse.

Un autre point clé de l'utilisation de la biomasse est la mise au point de procédés de biocracking. Avec la ligno-cellulose, l'hémicellulose, la cellulose ou l'amidon, la nature fournit en grande quantité des polymères comprenant des molécules d'un grand intérêt.

La chimie propose des procédés lourds de craquage des polymères.

Une autre voie pour le traitement de la biomasse est celle dite de la voie sèche qui consiste essentiellement en la combustion ou en la gazéification qui peut conduire au méthanol. On peut considérer dans ce dernier cas, que 10 tonnes de matière sèche peuvent fournir 3 tep.

Les biotechnologies sont en mesure de supplanter ces procédés chimiques, grâce à l'utilisation d'enzymes qui devraient permettre de couper les chaînes à volonté pour récupérer les molécules intéressantes³².

Ainsi l'hydrolyse d'un grain de céréale opérée après broyage permet de récupérer grâce à l'action de l'amylase à 110 °C le glucose.

Un procédé intitulé « *jet cooker* » est actuellement développé aux États-Unis. Ce procédé consiste à procéder à une hydrolyse de la ligno-cellulose conduisant à des sucres fermentescibles et ensuite à l'éthanol, par une fermentation alcoolique. L'enjeu de cette méthode est la mise au point d'enzymes assurant un rendement compétitif.

La mise au point d'une panoplie d'enzymes est une priorité pour valoriser la biomasse au plan énergétique mais aussi pour tirer de la biomasse les synthons ou briques de base moléculaires qui pourraient servir dans de multiples procédés de chimie organique ou pharmaceutique.

Le bioraffinage constitue en conséquence un enjeu d'avenir très important.

³² Audition de M. Gérard GOMA, 9 octobre 2001.

En définitive, la mise au point de nouvelles enzymes est un verrou technologique de la plus haute importance. Il convient d'accélérer les recherches sur la mutation de souches d'enzymes et sur la détection et le test automatiques d'enzymes mutés.

Le DOE (Department of Energy) des États-Unis considère comme prioritaire le développement de l'hydrolyse ligno-cellulosique, avec l'objectif de déterminer les conditions physiques de pression et de température et d'identifier les enzymes permettant un craquage après une durée de contact avec les enzymes de quelques minutes.

La recherche sur la biomasse en France a souffert d'une politique fluctuante à l'image de la recherche sur l'énergie dans son ensemble.

Par ailleurs, les investissements ont manqué de mesure et ont été concentrés sur des projets trop coûteux, au détriment de projets plus réalistes. C'est ainsi que des sommes trop importantes ont été investies sur des programmes de démonstration budgétivores comme le démonstrateur d'hydrolyse de la cellulose de Soustons, dont les rendements ont déçu et qui a finalement été cédé pour le dixième de son coût d'investissement.

Un moyen intéressant de politique de la recherche serait pour un tel projet la constitution de l'équivalent d'un réseau de recherche et de génopoles pour les biotechnologies appliquées.

5. La pression de plus en plus forte de la Commission européenne en faveur du développement des énergies renouvelables

C'est en 1997 que la Commission européenne a publié l'acte fondateur de sa politique sur les énergies renouvelables³³. Dès cette date, l'objectif est fixé de doubler la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute d'énergie dans l'Union européenne, c'est-à-dire de la faire passer de 6 % en 1997 à 12 % en 2010.

La directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 n'est que le premier pas d'une stratégie globale qui va dérouler élément après élément ses différentes orientations.

Pour permettre à cette stratégie de développement des énergies renouvelables de se mettre en place, l'Union européenne compte sur l'action des États membres et accepte d'entrée l'octroi d'aides et de subventions par ceux-ci.

5.1. Le développement durable, l'un des 3 axes de la stratégie européenne

En réponse aux contraintes de sauvegarde de l'environnement et en particulier de la lutte contre l'effet de serre, l'Union européenne accélère depuis la fin de la décennie 1990 son action en faveur du développement durable.

L'impératif du développement durable s'affirme ainsi au plus haut niveau des priorités de l'Union européenne. Sa mise en œuvre dépendant étroitement de l'action des

³³ Livre blanc « Énergies pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires » COM(97) du 26 novembre 1997.

États, des distorsions de régimes d'aides au sens large au développement des énergies renouvelable sont tolérées.

Le Conseil européen de Lisbonne des 23 et 24 mars 2000 a défini l'objectif stratégique de l'Union européenne pour la décennie 2000-2010, à savoir « *devenir l'économie de la connaissance la plus compétitive et la plus dynamique du monde, capable d'une croissance économique durable accompagnée d'une amélioration quantitative et qualitative de l'emploi et d'une plus grande cohésion sociale* ».

Un an plus tard, jour pour jour, le Conseil européen de Stockholm des 23 et 24 mars 2001 réaffirmait l'impératif d'intégrer la promotion du développement durable.

Au final, c'est le Conseil européen de Göteborg des 15 et 16 juin 2001 qui adopte les modalités d'application du développement durable – « *répondre aux besoins du présent sans compromettre ceux des générations futures* » -. Désormais la stratégie dite de Lisbonne, qui est le socle de l'Union pour la décennie, est un trépied constitué de 3 axes, à savoir le renouveau économique, le renouveau social et la dimension de l'environnement afin de parvenir à un développement durable.

Les conclusions de la présidence soulignent que « *assigner des objectifs clairs et stables en vue du développement durable ouvrira des perspectives économiques intéressantes, susceptibles de donner lieu à une nouvelle vague d'innovations technologiques et d'investissements, génératrices de croissance et d'emploi. Le Conseil européen invite l'industrie à participer à la mise au point et à l'utilisation généralisée de nouvelles technologies respectueuses de l'environnement dans des secteurs comme l'énergie et les transports* ».

Le Conseil européen de Göteborg a défini quatre domaines prioritaires : la lutte contre le changement climatique, les transports, la santé publique et les ressources naturelles.

Il est enfin prévu que lors de sa réunion du printemps 2002, le Conseil européen examinera « *les progrès en ce qui concerne l'intégration des objectifs de développement dans la stratégie de Lisbonne et la manière dont le secteur des technologies de l'environnement peut aider à promouvoir la croissance et l'emploi* ».

Il est donc patent que la notion de développement durable constitue désormais un axe de la politique européenne.

A ce titre, les pays membres reçoivent une incitation forte à avancer dans le domaine des énergies renouvelables.

On peut réciproquement considérer que l'orientation politique retenue introduit une certaine souplesse dans l'application d'autres principes de l'Union, comme l'uniformisation des conditions de concurrence.

5.2. La primauté du développement durable sur l'harmonisation des conditions de concurrence

Les règles du jeu relatives aux aides d'État pour la protection de l'environnement sont d'une importance critique pour la promotion des énergies renouvelables par les États

membres et en particulier en France où leur niveau de départ, hormis l'électricité hydraulique, est faible.

C'est pour clarifier cette question que la Commission européenne a fait en février 2001 une Communication sur l'encadrement des aides d'État pour la protection de l'environnement³⁴.

Selon les termes alambiqués de la Commission, « *la politique de la concurrence et la politique de l'environnement ne sont pas antagonistes mais les exigences de la protection de l'environnement doivent être intégrées dans la définition et la mise en œuvre de la politique de la concurrence, en particulier afin de promouvoir un développement durable* ».

En pratique, deux critères fondamentaux sont érigés pour juger de la compatibilité des aides d'État à la protection de l'environnement, d'une part les effets des aides en terme de développement durable et d'autre part l'application du principe « *pollueur-payeur* » et la nécessité pour les entreprises d'internaliser les coûts liés à la protection de l'environnement.

Sur le plan de la recherche et du développement, les aides d'État sont soumises à l'encadrement des aides d'État, ce qui n'offre pas d'opportunités particulières.

La Commission en revanche indique explicitement que « *dans certaines circonstances spécifiques, une internalisation totale des coûts n'est pas encore possible, et les aides peuvent dès lors inciter les entreprises à s'adapter aux normes en constituant une solution temporaire de rechange* ». Les aides sont également tolérées lorsqu'elles peuvent avoir « *un effet incitatif notamment pour encourager les entreprises à dépasser les normes ou à faire des investissements supplémentaires destinés à rendre leurs installations moins polluantes* ».

En outre, la Commission estime que « *lorsque des mesures en faveur des énergies renouvelables et de la production combinée de chaleur et d'électricité constituent des aides d'État, elles peuvent être acceptées sous certaines conditions* »³⁵.

De fait, les investissements réalisés en faveur des énergies renouvelables peuvent être aidés à hauteur de 40 % des coûts éligibles³⁶. En outre, lorsque les installations d'énergies renouvelables permettent l'approvisionnement en autosuffisance de toute une communauté, par exemple une île ou une agglomération, les investissements peuvent bénéficier d'un bonus de 10 points de pourcentage et peuvent même aller jusqu'à aller jusqu'à la totalité des coûts éligibles lorsque le caractère indispensable de l'investissement est démontré.

S'agissant des aides au fonctionnement, la Commission prévoit deux types de justification.

Des aides peuvent être accordées pour assurer l'amortissement de l'installation et pour couvrir une juste rémunération du capital. La biomasse pourra recevoir des aides permettant de dépasser la couverture des investissements. Les mécanismes de marché comme

³⁴ Document n° 32001Y0203(02), publié au Journal officiel n° C 037 du 03/02/2001.

³⁵ Il faut que « *ces aides n'aillent pas à l'encontre d'autres dispositions du traité et de la législation prise en application de celui-ci* ».

³⁶ Le coût éligible est entendu comme le coût d'investissement supplémentaire nécessaire pour atteindre les objectifs de protection de l'environnement.

les certificats verts et les systèmes d'appel d'offres peuvent également être utilisés. Mais il est également possible d'octroyer des aides au fonctionnement de nouvelles installations d'énergie renouvelable sur la base des coûts externes évités.

Un ensemble de possibilités existent donc pour multiplier les aides au développement des énergies renouvelables, laissant toute la place nécessaire pour l'imagination fiscale et réglementaire.

5.3. La directive 2001/77/CE sur l'électricité « verte », un point de départ ambitieux

La directive 2000/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité demande à tous les États membres de fixer des objectifs de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, de façon que l'Union européenne atteigne en 2010 l'objectif de 12 % de consommation intérieure brute d'énergie provenant des renouvelables et l'objectif de 22,1 % d'électricité renouvelable.

L'objectif est décliné pour les différents pays. Il est en particulier pour la France de passer de 15 % du total en 1997 à 21 % en 2010.

La directive introduit par ailleurs l'obligation de mettre en place des garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. En outre les États membres ont l'obligation de garantir l'accès au réseau de transport et de distribution.

Un examen approfondi des résultats obtenus par les différents pays sera fait en 2004. S'il apparaît à cette date que l'objectif à l'horizon 2010 risque de ne pas être atteint, alors la Commission fera des propositions sur de nouveaux objectifs nationaux, y compris « *des objectifs obligatoires sous la forme appropriée* ».

En outre en 2005, la Commission pourra proposer un cadre communautaire relatif aux régimes de soutien de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, cadre mettant évidemment fin aux mécanismes nationaux spécifiques.

Le constat fait par la Commission est contrasté pour le niveau de développement atteint en 2001 par les énergies renouvelables et ambitieux pour la décennie à venir³⁷.

La Commission se réjouit du développement de l'énergie éolienne dont la capacité installée a augmenté de 55 % en 2000 et atteindra au niveau communautaire 10 GW installés en 2003, avec trois ans d'avance sur les prévisions et 60 GW en 2010, soit 50 % en plus par rapport à l'objectif du Livre blanc.

La biomasse est un sujet d'insatisfaction pour la Commission européenne. Ainsi, le Livre vert – « *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* »³⁸ – présenté par la Commission, indique que « *les États membres devraient d'une part s'engager à atteindre l'objectif ambitieux et réaliste du Livre blanc pour l'année 2010, soit 7*

³⁷ Communication de M. Günther HANREICH, Directeur pour les énergies nouvelles et la maîtrise de la demande, Direction générale Transports Energie, Commission européenne, audition publique, 8 novembre 2001.

³⁸ COM(2000) 769 final.

% de biocarburants, et d'autre part, fixer un objectif de 20 % pour 2020 pour l'ensemble des carburants de substitution ».

5.4. Les aides financières mises en œuvre par l'Union européenne

Pour aider à la réalisation des objectifs fixés en matière d'énergies renouvelables, l'Union européenne dispose, en plus du cadre légal imposé, de deux mécanismes financiers principaux, les aides du FEDER et celle du PCRD.

Le Fonds européen de développement régional doit consacrer une enveloppe de 500 millions d'euros sur la période 2000-2003 pour aider les investissements régionaux dans les énergies renouvelables.

Par ailleurs, le 6^{ème} Programme cadre de recherche et développement (PCRD) valable pour la période 2003-2007, dont la définition est en cours d'achèvement, accordera une priorité au développement des technologies énergétiques. Ces dispositions seront complétées par le programme ALTENER d'aides aux études et au marketing sur les énergies renouvelables ainsi que par un futur programme « *Énergie intelligente pour l'Europe* » valable pour la même période 2003-2007, programme comprenant une dimension transport et une dimension internationale importantes.

5.5. Les nouvelles échéances : la performance énergétique des bâtiments et les biocarburants

Dans le cadre de la stratégie communautaire pour le développement durable, deux nouvelles cibles sont d'ores et déjà visées par la Commission : l'habitat et les biocarburants.

5.5.1. La performance énergétique des bâtiments

La Commission européenne a déposé une proposition de directive du Parlement et du Conseil sur la performance énergétique des bâtiments, le 11 mai 2001³⁹.

La part des bâtiments dans le total de la demande totale d'énergie dans l'Union européenne a, en 1997, représenté 379,2 Mtep sur un total de 930,5 Mtep, soit 40,7 % (voir tableau suivant).

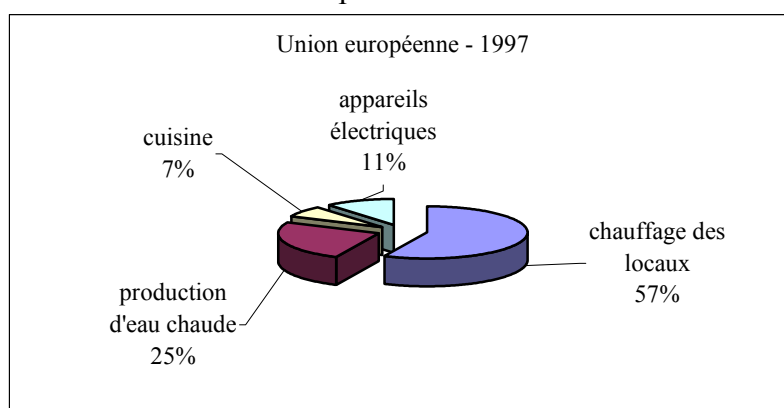
³⁹ COM (2001) 226 – 2001/00987 (COD).

Tableau 15 : Demande en énergie finale dans l'Union Européenne par secteur et par source d'énergie en 1997 (millions de tep et en % du total)
(source : Commission européenne)

Mtep - (% du total de la demande d'énergie finale)	bâtiments (résidentiel + tertiaire)	industrie	transport	total
combustibles solides	8,7 (0,9 %)	37,2 (4,0 %)	0,0 -	45,9 (4,9 %)
pétrole	101 (10,8 %)	45,6 (4,9 %)	283,4 (30,5 %)	430,1 (46,2 %)
gaz	129,1 (13,9 %)	86,4 (9,3 %)	0,3 (0,0 %)	215,9 (23,2 %)
électricité (dont 14 % provenant des sources d'énergie renouvelables)	98 (10,5 %)	74,3 (8,0 %)	4,9 (0,5 %)	177,2 (19,0 %)
chaleur dérivée	16,2 (1,7 %)	4,2 (0,5 %)	0	20,4 (2,2 %)
renouvelables	26,1 (2,8 %)	15,0 (1,6 %)	0	41,1 (4,4 %)
total	379,2 (40,7 %)	262,7 (28,2 %)	288,6 (31 %)	930,5 (100, 0 %)

Or le chauffage représentait 57 % de la consommation finale des bâtiments dans le résidentiel (voir graphique suivant). Le total du chauffage et de la production d'eau chaude sanitaire atteignait 82 % la même année.

Figure 18 : Consommation d'énergie dans le secteur résidentiel par utilisation finale – Union européenne 1997⁴⁰

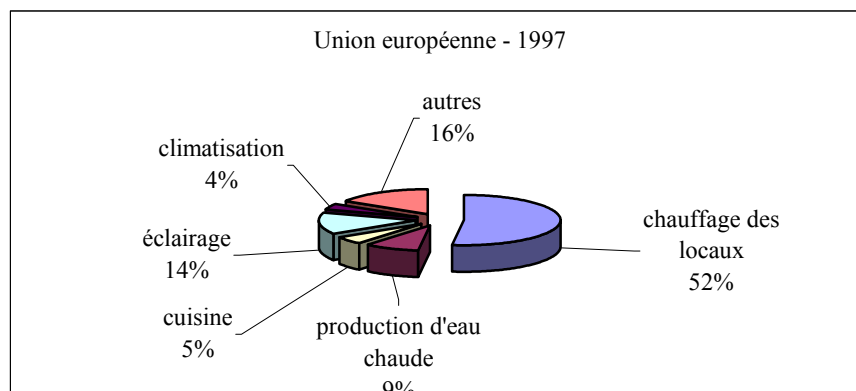


La situation était en 1997 peu différente dans le secteur tertiaire. En effet le chauffage des locaux représentait 52 % du total de la consommation finale du secteur, avec un total de 61 % pour le chauffage et la production d'eau chaude. En outre, la climatisation représentait 4 % du total.

Selon la Commission, il serait possible d'économiser dans de bonnes conditions de coût et d'efficacité environ 22 % de la consommation actuelle, d'ici à 2010.

⁴⁰ Source : COM(2000)769 du 29 novembre 2000.

Figure 19 : Consommation d'énergie dans le secteur tertiaire, par utilisation finale – Union européenne 1997 ⁴¹



La proposition de directive énonce en conséquence un ensemble de mesures. Parmi ces mesures, on peut citer des normes minimales en matière de performance énergétique calculées en fonction d'un cadre méthodologique lui aussi proposé, des contrôles des chaudières, des dispositifs de climatisation, des mécanismes de certification.

Le calendrier d'adoption de cette directive est serré, puisque la directive devrait être transposée au plus tard le 31 décembre 2003.

5.5.2. Les biocarburants

Lors de la réunion de la Commission du 7 novembre 2001 tenue à Florence, un « *paquet législatif* » a été adopté sur le rapport de Mme de PALACIO, Vice-présidente, chargée des relations avec le Parlement européen ainsi que des transports et de l'énergie, et par M. Frits BOLKESTEIN, Commissaire européen chargé du marché intérieur, de la fiscalité et de l'Union douanière.

Ce « *paquet législatif* » comprend une proposition de directive visant à promouvoir l'utilisation des biocarburants dans les transports, ainsi qu'une proposition de directive modifiant la directive 92/81/CEE en ce qui concerne la possibilité d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants.

La proposition de directive prévoit que la part minimale des biocarburants vendus sur les marchés nationaux atteigne 2 % ⁴² de l'ensemble de l'essence et du carburant diesel vendus pour les transports au 31 décembre 2005 et que ce pourcentage augmente au point d'atteindre un pourcentage minimal de 5,75 % en 2010, avec une proportion minimale de 1,75 % sous forme de mélange conformément au tableau suivant.

⁴¹ Source : COM(2000)769 du 29 novembre 2000.

⁴² pourcentage calculé sur la base de la teneur énergétique.

Tableau 16 : Objectifs de la proposition de directive adoptée par la Commission européenne le 7 novembre 2001 sur les biocarburants

	quantité minimale de biocarburant en % des ventes d'essence et de carburant diesel	dont proportion en % sous forme de mélange avec les carburants fossiles
2005	2	
2006	2,75	
2007	3,5	
2008	4,25	
2009	5	1
2010	5,75	1,75

Au total, la stratégie communautaire est certes de plus en plus pressante concernant les énergies renouvelables.

En contrepartie, des marges de manœuvre supplémentaires sont données aux États pour accélérer leur percée sur le marché de l'énergie.

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.

L'ÉTAT ACTUEL ET LES PERSPECTIVES TECHNIQUES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Chapitre III, 2^{ème} partie ; conclusions et recommandations ; examen du rapport par l'Office ; annexes

CHAPITRE III : QUELLE POLITIQUE POUR L'AVENIR ? (suite)

III.- LES PROPOSITIONS : UN RECENTRAGE ET UNE ACCÉLÉRATION INDISPENSABLES.....	5
1. <i>Préparer un passage rapide aux certificats verts et la globalisation des négociations sur l'ensemble des énergies renouvelables</i>	5
1.1. Les permis d'émission et les certificats verts, deux moyens d'optimisation similaires et indispensables	5
1.2. Les certificats verts.....	7
1.3. Vers une généralisation rapide des certificats verts en Europe	12
1.4. La future négociation avec l'Union européenne sur les directives bâtiments et biocarburants	13
2. <i>Dynamiser la recherche</i>	15
2.1. Le CNRS à relancer rapidement dans les énergies renouvelables	15
2.2. Le CEA, un acteur essentiel dont les efforts doivent être encore amplifiés	16
2.3. Renforcer le financement de la recherche par l'ADEME	23
3. <i>Sauver l'industrie française</i>	23
3.1. Une industrie française des éoliennes à muscler d'urgence	23
3.2. Le photovoltaïque français à la croisée des chemins	27
3.3. Le thermique à faire changer de dimension	33
3.4. Les industries de la biomasse à renforcer d'urgence	36
4. <i>Renforcer la transparence de l'ADEME et restaurer son pilotage par l'État</i>	36
4.1. Des difficultés liées à une croissance rapide.....	36
4.2. Des difficultés liées aux principes de sa mission	37
4.3. La nécessité de priorités en accord avec une stratégie globale des pouvoirs publics vis-à-vis des énergies renouvelables.....	37
5. <i>Des incitations fiscales à systématiser</i>	38
5.1. Les limites des systèmes de primes	38
5.2. Des avantages fiscaux à amplifier	39
6. <i>Promouvoir la coopération de terrain</i>	44
6.1. L'importance de l'appropriation des projets par les populations concernées.....	44
6.2. La coopération régionale à partir des DOM-TOM	45
6.3. La coopération de collectivités territoriales à collectivités territoriales	46
6.4. L'obligation cardinale de favoriser l'accession à l'énergie dans les pays en développement.....	47
7. <i>Le renforcement urgent de l'autorité du Secrétariat d'État à l'industrie</i>	48
7.1. Une stratégie industrielle indispensable.....	49
7.2. Le rôle directeur de l'État	50
8. <i>Le Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »</i>	51
9. <i>Le Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »</i>	52
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	55
EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE.....	65
GROUPE DE TRAVAIL, PERSONNALITÉS AUDITIONNÉES, VISITES.....	69
COMPTE RENDU INTÉGRAL DE L'AUDITION PUBLIQUE DU 8 NOVEMBRE 2001	79
LES ENERGIES RENOUVELABLES : QUE PEUT-ON EN ATTENDRE ? COMMENT EN SOUTENIR LE DEVELOPPEMENT ?	79

[Retour au sommaire du rapport](#)

III.- Les propositions : un recentrage et une accélération indispensables

1. Préparer un passage rapide aux certificats verts et anticiper la globalisation des négociations sur l'ensemble des énergies renouvelables

1.1. Les permis d'émission et les certificats verts, deux moyens d'optimisation similaires et indispensables

L'optimisation de mesures de politique économique a pour but de déterminer comment un objectif donné peut être atteint à moindre coût ou comment, pour un coût donné, le maximum d'efficacité peut être obtenu.

S'agissant du développement des énergies renouvelables, trois types de mesures peuvent être utilisées¹.

Le premier type est celui d'un soutien accru à la recherche et au développement, en vue de susciter des innovations radicales, dont la date de survenue est toutefois difficile à prévoir. En réalité, il est extrêmement difficile de déterminer quelles filières doivent être privilégiées sur la seule base de l'analyse économique, même si différents outils comme l'analyse en avenir probabilisé permettent de mieux cerner quel doit être le portefeuille optimal de filières sur lesquelles conduire un effort de recherche et développement. En définitive, le mieux est d'articuler les efforts de R & D aux effets de l'expérience, les montants alloués à la R & D sur les énergies renouvelables ayant été, somme toute, modestes ces 25 dernières années, à l'exception des années récentes.

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables peut aussi provenir d'innovations endogènes, comme en particulier celles provenant de la courbe d'expérience et conduisant à une baisse des coûts.

Les politiques publiques peuvent donc chercher à produire et à induire des innovations de production ou des élargissements de marchés permettant un développement plus rapide. Les subventions à l'investissement qui permettent de faire diminuer les coûts moyens de production, peuvent prendre la forme d'amortissements accélérés.

Mais s'agissant des énergies renouvelables, la politique publique qui aurait l'impact le plus fort serait de toute évidence l'internalisation des coûts externes.

Le principe de l'internalisation des coûts externes est de pénaliser les émissions polluantes ou à l'inverse de valoriser les coûts externes évités. Des travaux importants ont été menés à l'initiative de la Commission européenne, dans le cadre de l'étude ExternE².

L'internalisation des coûts externes est une mesure de moyen terme qui est indispensable et inévitable si la France veut respecter ses engagements de Kyoto. En tout état

¹ Patrick CRIQUI, IEPE-CNRS, audition publique du 8 novembre 2001.

² Rapport sur les coûts de l'aval du cycle nucléaire – tome II : les coûts de production de l'électricité, par M. Christian BATAILLE et M. Robert GALLEY, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 1359, Sénat n° 195, février 1999.

de cause, la réduction de 15 à 20 % des émissions de CO₂ par rapport à la référence conduit à valoriser la tonne de carbone à 100 euros. Ceci se traduit par un surcoût de 10 dollars du baril d'équivalent pétrole, soit une augmentation de 50 % du coût de l'énergie primaire.

Par quel moyen concret internaliser ce coût de 100 euros / tonne de carbone ?

Plusieurs solutions sont possibles. Les deux plus importantes sont respectivement l'introduction de taxes ou la mise en place de permis d'émission négociables.

L'introduction d'une « *pénalité carbone* » de 100 euros/tC devrait diminuer les émissions de 20 %, la moitié de cette réduction provenant de la substitution de sources d'énergie peu émettrices de carbone à des combustibles fossiles, et l'autre moitié provenant de la diminution des consommations.

En tout état de cause, l'internalisation du coût externe du CO₂ est un point clé du développement des énergies renouvelables, du fait de leur absence quasi-totale d'émissions de CO₂³. L'internalisation du coût externe de CO₂ aux coûts de production des sources d'énergie fossiles relèverait en effet significativement la compétitivité des énergies renouvelables.

La taxation des émissions de SO₂ a conduit à des résultats appréciables, notamment au Danemark avec un niveau de 1300 euros / tonne et au Danemark avec le niveau de 3300 tonnes. Elle peut être envisagée pour les émissions de CO₂.

Mais un autre moyen permet de faire baisser le coût global de la réduction des émissions de CO₂ en privilégiant les investissements les plus productifs en termes de réduction des émissions : ce sont les permis d'émission négociables.

Il s'agit là toutefois d'objectifs de moyen terme.

Mais, à court terme, quelle peut être la meilleure politique d'accès au marché des énergies renouvelables ?

D'une manière générale, des tarifs élevés de rachat de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ont deux conséquences, d'une part un développement quantitatif important et d'autre part la création de rentes pour les installations les plus productives.

Les appels d'offre ont montré l'inconvénient d'être moins incitatifs et de conduire à une expansion plus limitée de la production. Leur avantage est de révéler des prix compétitifs. En tout état de cause, ils constituent un moyen de corriger les excès de l'obligation d'achat.

Le plus important selon M. Patrick CRIQUI⁴ est de considérer les obligations d'achat et les appels d'offre comme des systèmes transitoires.

L'essentiel est, en tout état de cause, de mobiliser tous les acteurs et de tirer parti de toutes les potentialités. Toutes les études économiques montrent à cet égard que les meilleurs instruments, c'est-à-dire les instruments dont l'efficacité est la plus grande pour le coût le

³ pour la biomasse, le bilan production-consommation est nul du fait de la photosynthèse, à condition que l'on consomme ce que l'on plante.

⁴ Patrick CRIQUI, op.cit.

moins élevé, sont les instruments échangeables sur un marché, comme les permis d'émission négociables ou les certificats verts.

Ces instruments correspondent au surplus à un traitement européen des problèmes, avec une utilisation optimale du potentiel de chacun des pays concernés. Les certificats verts permettent de localiser les sources d'énergie renouvelables dans les endroits les plus productifs et donc de réduire le coût de la montée en puissance des énergies renouvelables.

La mise en place de permis d'émission négociables et de certificats verts dans l'Union européenne doit constituer, en définitive, l'horizon de la politique de développement durable.

1.2. Les certificats verts

Le mécanisme des certificats verts a été imaginé au début des années 1990 aux États-Unis et mis en place aux Pays-Bas en 1998.

Selon M. Philippe GIRARD⁵, ce mécanisme comprend essentiellement quatre volets. Il permet un pilotage aisé du développement des énergies renouvelables, pour un coût global inférieur à celui de l'obligation d'achat.

1.2.1. Un mécanisme en 4 volets

Le premier volet est celui de l'émission d'un certificat vert pour chaque kWh (ou MWh) d'électricité produite avec des sources d'énergie renouvelables. Un producteur d'électricité verte dispose ainsi de deux sources de revenus, d'une part la vente des kWh produits et d'autre part la vente des certificats verts subséquents. Un organisme certificateur valide la production d'électricité verte et authentifie le certificat vert.

Le deuxième volet consiste en l'obligation faite aux distributeurs ou aux consommateurs finaux de respecter un quota d'électricité verte, soit dans leurs ventes soit dans leur consommation. Ce quota est fixé par l'État national, voire par une autorité européenne. C'est la présentation du nombre de certificats verts adéquat qui permet de démontrer le respect des quotas.

Le troisième volet est représenté par la pénalité que les distributeurs ou les consommateurs doivent acquitter s'ils ne respectent pas leur quota. Le montant de la pénalité est fixé et encaissé par l'État.

Le quatrième volet est un marché de certificats verts authentifiés, qui permet aux distributeurs ou aux consommateurs finaux de respecter leur quota en achetant les certificats verts correspondants et aux producteurs d'électricité verte de collecter leurs revenus additionnels en vendant ces certificats verts.

⁵ Communication du 18 juillet 2001. Audition publique du 8 novembre 2001.

1.2.2. Le pilotage aisé du développement des renouvelables grâce aux quotas et aux pénalités

Deux paramètres essentiels du mécanisme des certificats verts permettent de régler le rythme de développement des énergies renouvelables : le quota et la pénalité.

Pour une valeur donnée de ces deux paramètres, les producteurs d'électricité ont intérêt à créer de nouvelles capacités de production d'électricité verte génératrices de certificats verts, tant que la somme du prix de vente de l'électricité verte et du prix du certificat vert sur le marché est supérieure au coût de la dernière unité d'électricité verte produite. Dans le cas contraire, de nouvelles capacités de production d'électricité verte ne sont pas construites, ceci ayant pour effet de renchérir progressivement le prix du certificat vert et de rétablir l'équilibre.

Dans le cas où le rythme de développement de l'électricité verte est insuffisant, les pouvoirs publics peuvent augmenter la pénalité. Plus la pénalité est élevée et plus importantes sont les capacités de production d'électricité verte additionnelles qui restent rentables.

En fait, le système électrique dans son ensemble cherche à éviter, autant que faire se peut, le paiement de pénalités, dans la mesure où il entraîne la sortie de financements hors du système électrique, au profit de l'État.

Par ailleurs, le paramètre du quota peut être actionné pour atteindre un part donnée d'électricité verte dans le total de l'électricité produite. Le quota règle ainsi à long terme le processus de développement des énergies renouvelables, tandis que la pénalité en détermine l'évolution à court-moyen terme.

1.2.3. Un coût minimisé pour la collectivité ?

Les simulations effectuées par EDF Trading permettent de démontrer que le coût du développement des énergies renouvelables est maximal avec le système de l'obligation d'achat, minimal avec celui de l'appel d'offres et intermédiaire avec un système de certificats verts.

Ce coût global pour la collectivité est mesuré dans cet exercice par le taux de rentabilité interne pour les producteurs d'électricité verte. Il atteint le niveau aberrant par rapport aux normes du marché de 25 % avec l'obligation d'achat, contre 7 % pour l'appel d'offres et 13 % pour le système de certificats verts.

Tableau 1 : Comparaison des trois systèmes de soutien aux énergies renouvelables
(source : Philippe GIRARD, EDF Trading)

hypothèses	investissement éolien	taux de rendement interne (TRI)
<ul style="list-style-type: none"> • prix moyen de l'électricité : 25 euros / MWh • pénalité : 50 euros / MWh 	<ul style="list-style-type: none"> • investissement : 1067 euros / kWh • coût d'exploitation et de maintenance : 38 euros / kW /an • durée de fonctionnement : 2900 heures (Kp 33 %) • fonds propres : 30 % • emprunt à 7 % sur 15 ans ; amortissement accéléré ; durée de vie : 20 ans 	<ul style="list-style-type: none"> • appel d'offres (48 euros / MWh) : TRI = 7 % • obligation d'achat (84 euros / MWh pendant 5 ans puis baisse à 44 euros / MWh en 10 ans) ; TRI = 25 % • certificat vert (40 euros / MWh) : TRI = 13 %

Dans l'exemple choisi, une rente est donc servie aux producteurs dans le cadre de l'obligation d'achat par rapport aux autres cas de figure.

1.2.4. Les limites de la méthode de comparaison directe

Le coût global pour la collectivité ne semble pas pouvoir être estimé par le seul critère du taux de rentabilité interne.

Une analyse plus complète devrait faire intervenir les vitesses de développement comparées, telles qu'elles sont générées par les différents systèmes, appel d'offres, obligation d'achat ou certificats verts.

En effet, le système de l'obligation d'achat peut certes générer des taux de rentabilité hors normes pour les producteurs et un surcoût pour le consommateur en terme de facture d'électricité. Mais l'intérêt de l'obligation d'achat doit aussi être apprécié en fonction de la vitesse accrue ou non de développement des énergies renouvelables qu'il peut permettre d'atteindre.

Un développement plus rapide des énergies renouvelables peut présenter des avantages et des inconvénients à évaluer avec différents indicateurs intégrant les coûts directs et les coûts externes, comme, par exemple, le coût financier direct pour les consommateurs, le contenu spécifique en emploi des énergies renouvelables, les économies d'importation, la réduction de la dépendance énergétique, les économies réalisées en matière d'émissions de gaz à effet de serre ou de rejets radioactifs.

1.2.5. La simulation RECERT, démonstration de l'intérêt des certificats verts pour un développement optimal des énergies renouvelables en Europe

Une simulation à grande échelle du développement des énergies renouvelables en Europe dans le cadre d'un système de certificats verts a été réalisée par plusieurs intervenants professionnels de l'électricité au cours de l'année 2000, sous les auspices de la Commission européenne. Cette simulation est intitulée RECERT (European Renewable Electricity Certificate Trading Project).

Les participants, au nombre de 138 et appartenant à tous types d'entreprises⁶, ont été répartis en trois pôles, producteurs, distributeurs et traders. EDF Trading a joué, par exemple, le rôle de distributeur d'électricité en Allemagne.

La simulation s'est déroulée sur 18 mois et couvrait la période 2001-2010. Le système de certificats verts mis en place couvrait l'ensemble de l'Union européenne, avec une certification et une « banque centrale ».

Les objectifs de développement des énergies renouvelables étaient ceux du projet de directive SER.

⁶ Compagnies électriques : Electrabel, HEW, Nuon, Fortum ; consultants et organisations (pour la France : Observ'ER, London Electricity, EnBW, EDF Trading).

Avant chaque simulation, différentes informations étaient communiquées aux participants : données météorologiques, prix moyens de l'électricité sur 4 marchés européens. En cours de simulation, les organisateurs ont augmenté le niveau de la pénalité de 63 euros / MWh à 72 euros / MWh .

Au total, ce sont 110 GWe de nouvelles installations de production d'électricité qui ont été construits sur la période 2001-2010 au cours de la simulation.

Des enseignements de grande portée peuvent être tirés de la simulation RECERT.

Le premier enseignement est que si l'éolien répond bien aux attentes en se développant d'une manière intensive dans cet exercice, la biomasse et les déchets maintiennent voire développent une position importante en raison de la régularité de la production qu'ils permettent.

Ainsi en 2000, la répartition des différentes filières était d'un tiers pour la petite hydroélectricité, un tiers pour l'éolien et un tiers pour la biomasse. En 2010, en revanche, la part de la petite hydroélectricité passe à 12 %, celle de l'éolien à 50 % et celle de la biomasse à 38 %.

L'autre enseignement capital de la simulation est qu'un système de certificats verts à l'échelle de l'Union européenne permet de tirer parti au mieux des atouts naturels des différents pays. Avec le système de certificats verts, « *c'est le marché qui prend les rênes* ».

En conséquence, c'est au Royaume Uni et en France, qui bénéficient des meilleurs atouts météorologiques pour l'éolien, que les capacités installées s'accroissent le plus, l'Allemagne étant largement dépassée par le Royaume Uni (voir tableau suivant).

Tableau 2 : Évolution comparée de la production d'électricité verte de 2000 à 2010
(source : Philippe GIRARD, EDF Trading)

TWh / an	2000	2010
France	8	50
Allemagne	20	55
Royaume Uni	4	75

Selon la simulation, le revenu moyen⁷ d'un producteur d'électricité verte est supérieur au coût moyen de production pour l'éolien (60-80 euros / MWh), pour la biomasse (50-80 euros / MWh) et pour les petites installations hydrauliques, à l'exception du photovoltaïque.

Cette simulation mettant aux prises des professionnels confirme des intuitions de bon sens et recoupe les travaux réalisés sur les échanges de permis d'émission.

L'intérêt bien compris de l'Union européenne est de mettre en œuvre les énergies renouvelables là où elles sont les plus efficaces. Les certificats verts ont la même utilité à cet égard que les permis d'émission négociables.

⁷ prix de l'électricité vendue + prix du certificat vert.

Mais des intérêts industriels nationaux sont impliqués dans le développement de ces énergies. On peut en conséquence douter du fait que des politiques harmonisées soient mises en place en Europe.

1.2.6. Le système RECS (*Renewable Energy Certificate System*)

Le système RECS, association créée en 2000 à l'initiative d'un groupe d'électriciens européens afin de développer la commercialisation des certificats verts en Europe, constitue une préfiguration d'un système de certification réciproque et d'échanges de certificats verts.

Le cadre proposé par l'association RECS comprend d'une part la création dans chaque pays d'un organisme émetteur, encadré par une charte comprenant des fonctions, des relations et des règles minimales, et, d'autre part, celle de bureau de surveillance dans chaque pays.

La plupart des grands énergéticiens européens, dont EDF depuis le 1^{er} janvier 2001, en sont membres. Les travaux de RECS sont suivis avec attention en France par la DGEMP et par la CRE.

Tableau 3 : Caractéristiques du système RECS
(source : Philippe GIRARD, EDF Trading)

pays participants	types de participants	participants pour la France
<ul style="list-style-type: none">• Pays Bas• Danemark• Belgique (régions flamandes)• Royaume Uni• Italie• Allemagne• Suède• Norvège• Finlande• France• Autriche• Irlande• Grèce• Commission européenne	<ul style="list-style-type: none">• électriciens• traders• ONG• régulateurs• compagnies énergétiques• banques• administrations• organismes de recherche• consultants	<ul style="list-style-type: none">• EDF (depuis le 1/1/2001)• TotalFinaElf• Observ'ER• CRE

S'agissant de la France, l'organisme d'émission actuellement choisi est Observ'ER, la fonction de vérification étant confiée à Kema (Pays-Bas).

Quelques-unes des conclusions des travaux de RECS peuvent être citées à titre d'exemples :

- trois types de certificats sont à mettre au point : un premier dit certificat normal, un deuxième type pour l'hydroélectrique de grande taille (>10-15 MW), un troisième type pour la biomasse et les déchets
- les certificats verts devraient avoir une durée de vie de 2 à 3 ans
- une période d'ajustement devrait être prévue en janvier de l'année n + 1 pour le respect des obligations de l'année n

- la grande hydroélectricité ne devrait pas être exclue au début de la création du marché⁸
- afin de minimiser les coûts de transaction des certificats verts, il serait nécessaire de s'appuyer sur les bourses d'échanges existantes.

Il faut noter qu'EDF a demandé en mai 2001 la certification de deux de ses installations, l'usine marémotrice de la Rance et un barrage sur ce même fleuve.

En tout état de cause, dans la situation de départ, c'est la grande hydroélectricité qui fournit la quasi-totalité de l'électricité verte en Europe (voir tableau suivant).

Tableau 4 : Les principales sociétés impliquées dans la grande hydroélectricité en Europe
(source : Philippe GIRARD, EDF Trading)

pays	compagnies	production (TWh / an)
France	EDF France	50 TWh
	CNR	15 TWh
Norvège	Statkraft	34 TWh
Suède	Vattenfal	35 TWh
Espagne	Iberdrola	18 TWh
	Endesa	12 TWh
Portugal	EDP	12 TWh
Autriche	EHP	25 TWh

En 1997, la production totale d'électricité verte a atteint 330 TWh dans l'Union européenne, la grande hydroélectricité représentant 250 TWh et les autres sources d'électricité verte atteignant 77 TWh⁹. En 2000, la production totale s'est élevée à 361 TWh¹⁰.

1.3. Vers une généralisation rapide des certificats verts en Europe

Les entreprises du secteur de l'électricité trouvent deux intérêts à la mise en place du système. Le premier est de pouvoir justifier la vente d'électricité verte à des particuliers souhaitant en acheter, à condition toutefois que le surcoût correspondant ne soit pas trop élevé. Ce marché est estimé à 500 000 foyers dans l'ensemble de l'Union.

Le deuxième intérêt que les électriciens voient à l'instauration d'un tel système est de pouvoir se procurer des revenus additionnels lorsqu'ils produisent eux-mêmes de l'électricité verte. Ainsi EDF souhaite évidemment vendre à l'étranger les certificats verts correspondant à sa production hydroélectrique voire à l'électricité éolienne qu'elle est obligée d'acheter.

Une autre menace pèse sur les obligations d'achat, celle du surcoût qu'elles entraînent par rapport aux autres systèmes¹¹.

Or, d'autres taxes vont contribuer à augmenter le prix de vente de l'électricité. A cet égard, la future directive LCP renforçant les contraintes de limitation des émissions de SOx et

⁸ S'agissant de la France, la production de la CNR est d'environ 15 TWh par an ; le prix de vente de son électricité est de 20 euros / MWh, soit 12 euros de coûts de production et 8 euros de taxes. La production de la SHER (barrages du Massif central et des Pyrénées) est inférieure à 2 TWh par an.

⁹ Les 6 GW éoliens installés en Allemagne ont produit 2 TWh en 2000.

¹⁰ source : Eurostat, résultats provisoires.

¹¹ avec les modalités de calcul actuelles, c'est-à-dire sans prendre en compte les coûts et les avantages externes.

de NOx ainsi que la lutte contre les émissions de CO2 vont renchérir globalement le prix de l'électricité. On peut se demander à cet égard si le prix de l'électricité ne dépassera pas un niveau psychologique, risquant de remettre en cause la légitimité du surcoût occasionné par l'obligation d'achat pour les énergies renouvelables.

La réalité actuelle est à une grande hétérogénéité des systèmes de soutien aux énergies renouvelables dans l'Union européenne (voir tableau ci-après).

Tableau 5 : les systèmes de soutien aux énergies renouvelables dans quelques pays de l'Union européenne (source : Philippe GIRARD, EDF Trading)

pays	type de système
Allemagne	obligation d'achat
France	obligation d'achat
Royaume Uni	certificats verts (ROCs)
Pays-Bas	certificats verts

Le système des certificats verts déjà mis en place dans 10 pays de l'Union européenne n'est pas le plus populaire des moyens incitatifs parmi les investisseurs. Au contraire de l'obligation d'achat, les certificats verts ne génèrent pas de garantie de revenus.

En outre, ils conduisent à une optimisation des investissements sur le territoire d'échange, dans la mesure où le revenu additionnel qu'ils fournissent est plus élevé lorsque la production bénéficie des meilleures conditions naturelles.

On comprend que certains pays comme l'Allemagne ne souhaitent pas l'introduction de ce système. En effet, les exploitants d'éoliennes auraient tendance à installer leur machine dans les zones d'Europe les plus ventées, dont l'Allemagne ne possède qu'une faible proportion.

On peut donc s'attendre à des difficultés dans l'instauration d'un système de certificats verts dans l'Union européenne.

Mais, les États pratiquant l'achat de certificats verts exigeront rapidement la réciprocité, ce qui suppose l'introduction de ce système dans notre pays.

Pour baisser le coût du développement des énergies renouvelables et pour valoriser ses atouts naturels, la France a donc un intérêt manifeste à mettre en place le plus rapidement possible un système de certificats verts.

1.4. La future négociation avec l'Union européenne sur les directives bâtiments et biocarburants

La directive 2001/77/CE du Parlement et du Conseil en date du 27 septembre 2001 prévoit que l'objectif de 21 % de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables soit un objectif indicatif¹².

Il est parfaitement logique que cet objectif relatif à l'électricité verte soit indicatif car il ne s'agit que d'un objectif partiel.

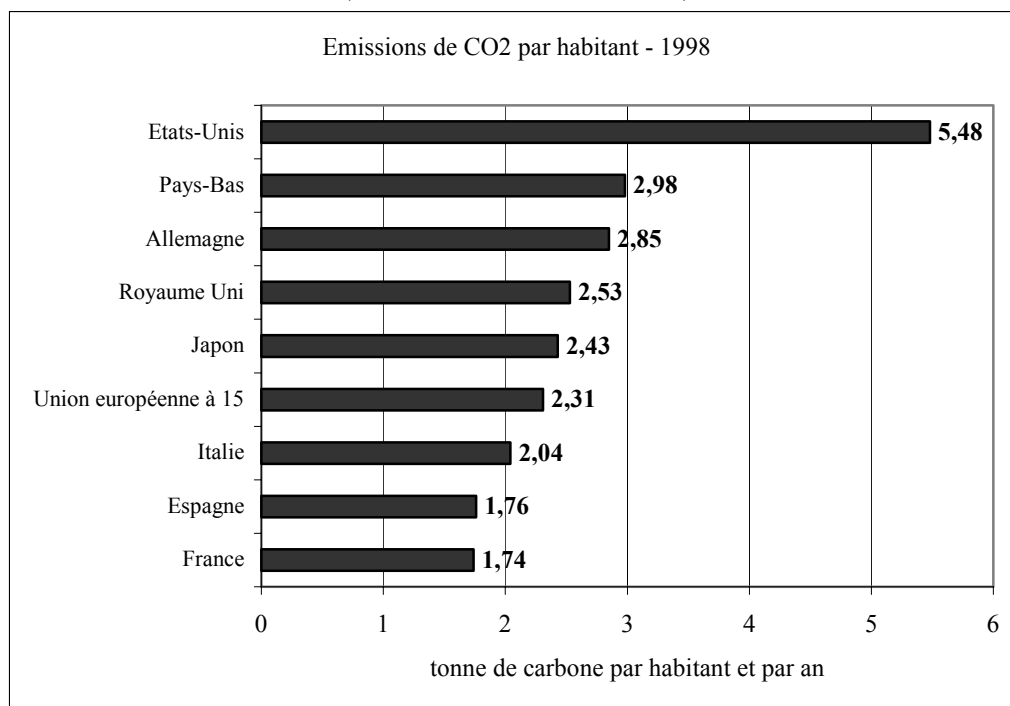
¹² Cette même directive oblige à la mise en place de garanties d'origine pour l'électricité verte, qui ne doivent pas être confondues avec les certificats verts.

En réalité l'objectif prioritaire, comme le Livre blanc sur les énergies renouvelables l'indique clairement, c'est d'atteindre un niveau de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie en 2010 provenant des énergies renouvelables.

L'intérêt de l'Union européenne et celui de la France sont en harmonie. En effet, le coût du développement des énergies renouvelables sera d'autant plus faible que les pays seront libres d'arbitrer, en fonction de leurs atouts naturels, entre l'électricité verte, le thermique dans les bâtiments et dans les transports.

A cet égard, on peut regretter que la France n'ait pas bénéficié dans les négociations sur le protocole de Kyoto de l'avantage que lui confère le fait de produire de 75 à 80 % de son électricité grâce à un parc électronucléaire dont les émissions de gaz à effet sont quasi nulles et qu'en conséquence, ses émissions de CO2 par habitant soient parmi les plus faibles du monde (voir graphique suivant).

Figure 1 : Émissions de CO2 dues à l'utilisation de l'énergie, par habitant et par 00an
(source : AIE-OCDE 2000)



Il paraît important que la France milite en faveur de la pérennité du caractère incitatif de l'objectif de 21 % de la directive du 27 septembre 2001.

Le seul objectif qui pourrait être éventuellement rendu obligatoire, c'est l'objectif du Livre blanc de 12 % du total de la consommation d'énergie primaire.

2. Dynamiser la recherche

2.1. Le CNRS à relancer rapidement dans les énergies renouvelables

Le CNRS est en phase de refonte de sa stratégie de recherche sur les énergies renouvelables.

La réflexion est en cours sur les différentes options qui pourraient être prises, afin de déterminer un programme sur l'énergie fort, qui sera établi en collaboration avec le Ministère de la Recherche ainsi qu'avec le CEA, dans le but d'éviter les doublons.

Le souci d'efficacité est important et les priorités seront éventuellement révisables en cours de programme.

Tableau 6 : Prévisions d'activités du CNRS dans le domaine des énergies renouvelables (source : CNRS)

	Court ou moyen terme	Moyen ou long terme
Production d'énergie : sources renouvelables et sources futures	Électricité IGCC biomasse Photovoltaïque (Si) Carburants Biomasse Production H2 renouvelable Éolien offshore Pile à combustible	Électricité solaire thermique Photovoltaïque nouveaux composants Géothermie Production de biomasse Fusion thermonucléaire Réacteurs avancés(hybrides...)
Gestion de l'énergie : utilisation, économies d'énergie	Stockage d'électricité Stockage H2 Production de froid Énergie dans l'habitat Combustion efficace-moteurs Gestion de réseaux, intermittences mini sources	Transport de chaleur Solaire thermique industriel Solaire thermique habitat Stockage de chaleur
Impact environnemental	Capture du CO2 Combustion propre (CO2, fuel, biomasse) Déchets industriels et ménagers Contrôle de l'environnement et rejets	Séquestration du CO2 Déchets nucléaires : inertage, entreposage /stockage, combustion poussée
Socio-économie de l'énergie	Procédures incitatives, réglementations Évaluation des procédés Acceptabilité Marché potentiels et transferts	

L'objectif du CNRS est d'apporter une plus-value forte dans les dimensions transversales. L'aspect énergie est intimement lié à l'environnement. La programmation finale des projets du CNRS aura donc une dimension pluridisciplinaire.

La structure actuelle du CNRS souffre de la dispersion de l'ensemble de ses laboratoires. La gestion présente se fait au cas par cas au lieu d'avoir une programmation générale.

Le CNRS entend mieux gérer ses recherches dans le domaine des énergies renouvelables, ce qui se traduira par des recrutements avec un « *fléchage* » ciblé, des domaines privilégiés pour les jeunes équipes avec des budgets en augmentation.

Enfin, dans le domaine des énergies renouvelables, le CNRS s'attachera à donner une reconnaissance accrue aux chercheurs qui se lancent dans la valorisation et le transfert de technologies.

2.2. Le CEA, un acteur essentiel dont les efforts doivent être amplifiés

La politique du CEA relative aux énergies renouvelables doit être discutée sur deux points : d'une part la répartition de ses efforts sur les différentes filières, et, d'autre part, la localisation de ses activités.

S'agissant des choix de domaines de recherche, différentes remarques doivent être formulées, s'agissant des filières et de l'affectation des moyens.

2.2.1. Les efforts prometteurs du CEA sur la production d'hydrogène¹³

La majorité des procédés industriels de production d'hydrogène font appel au cracking ou au reformage des hydrocarbures. Dans ce cas, l'intérêt de l'hydrogène en tant que combustible « propre » est limité, dans la mesure où les filières de production ont recours à des sources fossiles et présentent donc des inconvénients en termes de durabilité et d'environnement.

Les deux seules sources d'hydrogène propres et durables sont d'une part l'eau et d'autre part les hydrates de carbone contenus dans la biomasse. L'hydrogène, H₂, est synthétisé par voies électrochimique, thermochimique ou biologique. Aujourd'hui aucun de ces procédés de production n'atteint la rentabilité économique et de nombreux pays consacrent des efforts importants pour les rendre compétitifs.

Pour rester cohérent avec l'utilisation d'une énergie propre pour produire l'hydrogène, le CEA privilégie pour le futur, l'électrolyse de l'eau ou sa décomposition par utilisation de la chaleur produite par les réacteurs nucléaires à haute température pour induire les réactions thermochimiques.

Dans ce cadre, une étude est menée en liaison avec le pôle nucléaire pour étudier les potentialités de production dédiée ou en co-génération d'hydrogène par l'énergie nucléaire. Ceci est fait en comparant les procédés d'électrolyse avancée (en température et sous pression) et les cycles thermochimiques (procédé IS), qui constitue la référence internationale, et en évaluant d'autres cycles en rupture technologique par rapport aux procédés actuels. Pour le plus long terme, le CEA travaille aussi, au niveau amont, sur la production biologique d'hydrogène par des micro-organismes ou par des enzymes comme les hydrogénases.

Les deux solutions envisageables à court terme et moyen terme sont le reformage et la thermolyse de la biomasse sèche. L'implication du CEA dans les études de reformage démarre dans le cadre du projet RIP portant sur le reformage interne progressif du méthane dans une pile type SOFC. Des études thermodynamiques sont également menées au GRETh pour améliorer les performances des reformeurs actuels. Au niveau du traitement de la biomasse, le CEA, qui participe au Groupement AGRICE, travaille sur un procédé de gazéification à haute température pour la production de gaz de synthèse.

¹³ Note aux Rapporteurs de M. Pascal COLOMBANI, administrateur général du CEA, 8 novembre 2001.

Les expérimentations ont démarré par des caractérisations thermochimiques de différents types de ressources agricoles ou forestières. Une étude de faisabilité pour un débit de 1kg/h est en cours, accompagnée d'un projet se caractérisant par un débit plus élevé (100kg/h).

Enfin, dans le cadre du projet MASIT (Multicriteria Analysis for Sustainable Industrial Technologies), le CEA participe à une étude technico-économique et environnementale comparative pour différents types de source primaire (électrolyse avec EDF, reformage du gaz naturel CH₄ avec l'IFP et production à partir de biomasse).

2.2.2. La nécessité de renforcer les moyens de développement technique

Le CEA est souvent présenté, à juste titre, comme un organisme ayant des performances exemplaires pour le délicat passage des résultats de la recherche aux applications industrielles.

S'agissant des énergies renouvelables, le CEA dispose de deux plates-formes d'une incontestable utilité, d'une part le GRETh (groupement de recherche sur les échangeurs thermiques) et d'autre part la plate-forme de Cadarache du GENEC, pour le test des matériaux et matériels du solaire photovoltaïque.

Dans la perspective d'une diffusion croissante des solutions solaires, il importe que ces moyens d'essai et de test bénéficient de davantage de ressources pour être mis à la disposition des industriels et que la plate-forme de tests des matériaux du bâtiment fermée il y a 4 ans soit reconstituée et relancée sans délai.

Par ailleurs, le CEA recèle des compétences remarquables dans le domaine des transferts de technologie. S'il n'est pas dans la mission du CEA de développer en direct des actions de coopération, il convient qu'il soit davantage mobilisé dans des opérations de coopération technique et qu'il soit plus présent dans les organismes internationaux de financement, comme la Banque mondiale, ou dans les instances internationales de normalisation.

2.2.3. Un engagement à renforcer sur des créneaux importants

Ainsi qu'on l'a détaillé dans la première partie du présent rapport, la consommation annuelle d'énergie en France, qui s'est élevée en 2000 à 232 Mtep, comprend une part très importante correspondant au résidentiel-tertiaire, soit 100,7 Mtep.

Les techniques de l'utilisation de la chaleur et de l'augmentation des rendements énergétiques sont donc d'une importance cruciale pour l'avenir énergétique de la France.

Il faut donc que le CEA place ces questions au centre de sa stratégie d'action dans le domaine des énergies renouvelables et approfondisse les travaux du GRETh.

Par ailleurs, sur la question des biocarburants qui également d'une grande importance, le CEA conduit, comme on l'a vu précédemment, des travaux sur la gazéification des ressources forestières et des céréales.

Mais il convient que le CEA s'engage avec plus de moyens sur l'ensemble des voies chimiques ou biologiques conduisant aux biocarburants.

2.2.4. La force potentielle d'AREVA

Après la réorganisation du pôle nucléaire français qui a abouti à la création d'AREVA, c'est le CEA qui porte la participation de l'État dans ce groupe, ce qui en fait d'ailleurs l'actionnaire de référence.

Or le groupe AREVA comprend désormais par le biais de Framatome, la société Jeumont Industrie qui s'emploie à développer une filière française d'éoliennes, reposant sur le concept d'aérogénérateurs discoïdes à vitesse variable.

Le CEA doit jouer un rôle d'orientation fondamental dans cet ensemble industriel en cours de structuration.

La question de la focalisation d'AREVA sur le nucléaire ou sa diversification dans un ensemble d'énergies n'est pas encore tranchée. En tout état de cause, le CEA, en tant qu'actionnaire de référence et centre de recherche du groupe, se doit d'avancer dans le domaine des énergies renouvelables avec vigueur, s'il veut aider le groupe AREVA à opérer des choix stratégiques pertinents. Cela ne peut se faire sans une recherche dynamique et la plus large possible dans le domaine des énergies du futur, pour tout type de pays et tout niveau de développement.

2.2.5. Une contribution à améliorer dans le domaine du rééquilibrage du territoire

Les activités du CEA sont réparties entre 9 sites, dont quatre pour le pôle défense de la Direction des applications militaires (Valduc, DIF, Le Ripault, Cesta), trois pour le pôle nucléaire (Saclay, Valrho, Cadarache) et deux pour le pôle recherche technologique (Fontenay et Grenoble).

S'agissant des énergies renouvelables, ainsi qu'on l'a vu précédemment, le CEA entend concentrer ses moyens en deux lieux principaux, d'une part Grenoble pour la recherche et Cadarache pour les moyens d'essai.

Dans le débat sur la recherche et l'aménagement du territoire, deux thèses existent classiquement pour la localisation des laboratoires, d'une part leur concentration sur une même zone géographique afin de bénéficier d'une masse critique de moyens techniques, de contacts entre chercheurs et d'interdisciplinarité, et, d'autre part, leur répartition égale sur le territoire afin de favoriser une irrigation de l'ensemble des milieux universitaires et industriels du pays.

Ces deux thèses, en apparence inconciliables, peuvent toutefois l'être en ce qui concerne la répartition des moyens nouveaux.

Si l'on peut admettre que l'augmentation des moyens dans une spécialité classique bénéficie en priorité aux laboratoires anciennement constitués, en revanche une autre politique peut être adoptée pour des recherches nouvelles.

S'agissant des énergies renouvelables, la concentration des moyens du CEA à Grenoble s'opère au profit d'une aire géographique déjà largement dotée, notamment dans le domaine de la microélectronique.

En tout état de cause, cette focalisation s'exerce au détriment de la stimulation d'autres régions françaises où le CEA gagnerait à être présent, tant par des collaborations nouvelles avec des équipes jusque là ignorées que par les nouveaux soutiens qui pourraient être trouvés auprès des collectivités territoriales.

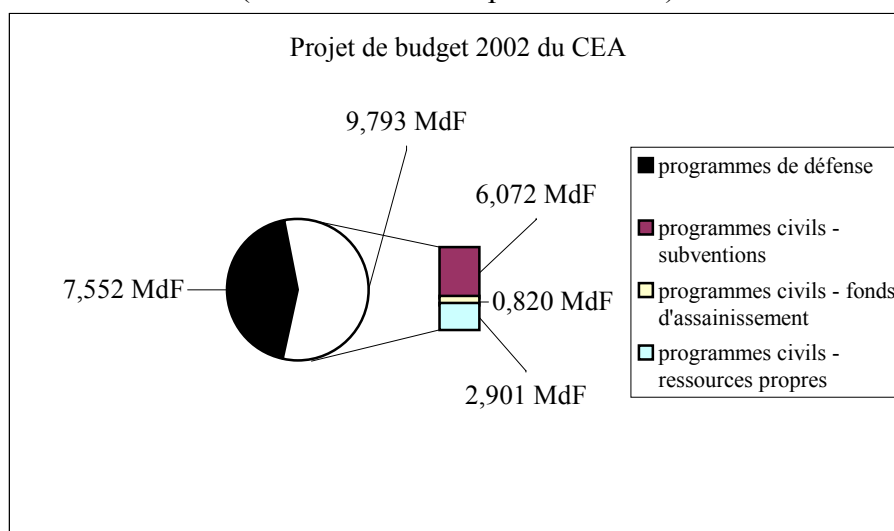
La concentration des moyens à Grenoble ne doit pas être contraire à l'orientation gouvernementale de création des centres nationaux de recherche technologique spécialisés (CNRT), avec une concentration des recherches sur les piles à combustible au CNRT de Nancy-Montbéliard-Belfort, et de celles sur la biomasse, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique à Marseille-Berre.

2.2.6. Un redéploiement dans les énergies renouvelables à renforcer

Le budget total du CEA pour 2001 s'élève à 16,932 milliards de francs, dont 7,168 milliards de francs consacrés aux programmes de défense, et 9,764 milliards de francs aux programmes civils.

Le projet de budget du CEA pour 2002 devrait atteindre 17,345 milliards de francs, en augmentation de 413 millions F, soit 2,4 %. Le graphique suivant indique la répartition des sources de financement des programmes civils pour 2002.

Figure 2 : Le projet de budget 2002 du CEA
(source : CEA-Perspectives 2002)



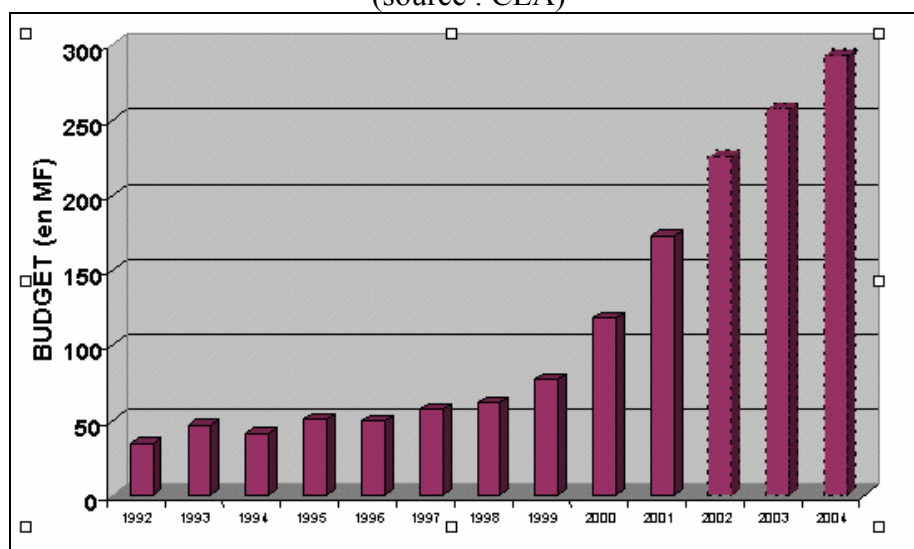
Au plan global, l'essentiel de l'augmentation de 2,4 % du budget total en 2002 devrait bénéficier aux programmes militaires (384 millions F soit 93 % du total), les programmes civils ne recevant que 29 millions supplémentaires.

C'est dans ce contexte qu'il faut analyser les dépenses relatives aux énergies renouvelables.

Les moyens alloués par le CEA aux énergies renouvelables sont, en 2001, de 170 millions de francs pour 200 personnes.

Ce niveau doit encore être accru, le CEA ayant pris publiquement des engagements dans ce sens (voir graphique ci-après).

Figure 3 : Les engagements du CEA pour les énergies renouvelables
(source : CEA)



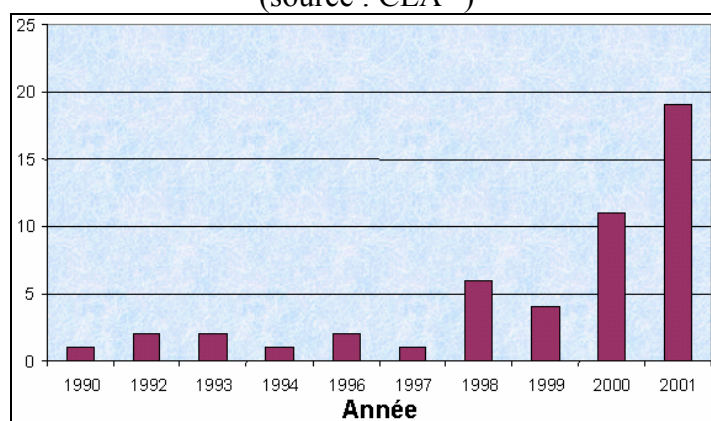
Le but de la direction du CEA est de multiplier ce budget par trois en trois ans (voir graphique).

A plus long terme, le CEA envisage d'atteindre 600 millions de francs pour le budget 2008¹⁴.

On peut considérer que l'effort déjà entamé en faveur des énergies renouvelables porte ses fruits et que le CEA démontre là encore son savoir-faire en matière d'industrialisation, puisque le nombre de brevets déposés dans le domaine des énergies renouvelables devrait doubler de 2000 à 2001.

¹⁴ Auditions de M. Pascal COLOMBANI, Administrateur général du CEA, 3 octobre 2001 et 8 novembre 2001.

Figure 4 : Évolution du nombre de brevets déposés par le CEA dans le domaine des « nouvelles technologies de l'énergie »
(source : CEA¹⁵)



Mais pour autant, peut-on estimer que cet effort est suffisant, compte tenu de son budget total ?

Le tableau suivant indique le poids des crédits correspondants dans le total du budget du CEA en 2001.

Tableau 7 : Les énergies renouvelables au CEA en 2001

2001 – millions de francs	millions F	millions F	%
budget total	16932		
			<i>en % du budget total</i>
programmes de défense	7168		42,3 %
programmes civils	9764		57,7 %
			<i>en % des programmes civils</i>
dont subventions		6052	62,0 %
dont fonds d'assainissement		800	8,2 %
dont ressources propres		2892	29,6 %
budget énergies renouvelables		170	
en % des programmes civils			1,7 %
en % des subventions reçues			2,8 %

Ainsi, en 2001, les dépenses du CEA consacrées aux énergies renouvelables s'élevaient-elles à 1,7 % des dépenses relatives aux programmes civils¹⁶.

¹⁵ Audition de M. Pascal COLOMBANI, op.cit.

¹⁶ La direction du CEA propose de rapporter cet effort de 250 millions F aux subventions reçues. Mais, dans la mesure où la R&D sur les énergies renouvelables participe de travaux internes et de travaux en sous-traitance, c'est bien à l'ensemble des programmes civils qu'il convient de la rapporter.

Par ailleurs, le contrat pluriannuel 2001-2004 État-CEA indique que des « *travaux importants* » seront menés sur les énergies renouvelables, pour un montant de 26 millions de francs, hors dépenses de personnel. On peut d'ailleurs regretter l'absence d'objectifs chiffrés dans ce document.

Cette allocation de ressources correspond-elle aux orientations des pouvoirs publics ?

Les moyens du Budget civil de recherche et développement (BCRD) consacrés à l'environnement, à l'énergie et au développement augmentent régulièrement depuis 1997¹⁷. Ce poste de dépenses était le 4^{ème} en 1997. Il est devenu le 3^{ème} en 2000 et en 2001. C'est désormais le 2^{ème} poste de dépense du BCRD en 2002, avec un total de 9,478 milliards F, soit 16 % des dépenses totales du BCRD.

Par ailleurs, il faut rappeler que l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, depuis plusieurs années, appelle inlassablement de ses vœux un renforcement de la R & D au CEA sur les énergies renouvelables.

Le 2 février 1999, l'Office parlementaire adoptait, sur le rapport de MM. Christian BATAILLE et Robert GALLEY¹⁸, une recommandation ainsi formulée : « *Imprimer une nouvelle dynamique au CEA en élargissant, avec les moyens budgétaires correspondants, sa mission à l'ensemble des énergies d'avenir préservant l'environnement* ».

En mars 2000, sur le rapport de Mme Michèle RIVASI¹⁹, l'Office recommandait de nouveau de « *fixer au CEA des buts ambitieux dans la recherche et le développement sur toutes les énergies, en particulier les énergies renouvelables* »²⁰.

La dynamique budgétaire interne du CEA ne reflète donc pas l'émergence d'une priorité suffisante en faveur des énergies renouvelables, construite en réponse aux demandes des pouvoirs publics.

Le CEA met souvent en évidence la contrainte qui lui est imposée, à savoir la quasi-stabilité, sinon la décroissance en francs constants, des subventions reçues pour ses programmes civils.

Pour autant, le CEA a démontré à plusieurs reprises dans son histoire une capacité exceptionnelle à se mobiliser sur des objectifs fixés par le pouvoir politique, avec une vitesse d'adaptation et une productivité remarquables.

¹⁷ Présentation du budget civil de recherche et développement en 2002, ministère de la recherche, septembre 2002.

¹⁸ L'aval du cycle nucléaire, tome II : les coûts de production de l'électricité, par M. Christian BATAILLE et M. Robert GALLEY, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 1359, Sénat n° 195 (1998-1999), Paris, février 1999.

¹⁹ Les conséquences des installations de stockage des déchets nucléaires sur la santé publique et l'environnement, par Mme Michèle RIVASI, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 2257, Sénat n° 272 (1999-2000), mars 2000.

²⁰ Le paragraphe correspondant du rapport est titré : le CEA, Commissariat aux énergies d'avenir.

Le CEA a commencé à opérer les inflexions nécessaires à l'élargissement de ses recherches à l'ensemble des énergies.

Il convient qu'il accélère encore sa démarche.

Le CEA doit en effet apporter les réponses que la France attend pour deux raisons d'une importance critique : d'une part l'instabilité internationale qui menace sa sécurité d'approvisionnement en énergie et d'autre part la fidélité à sa tradition historique de coopération.

2.3. Renforcer le financement de la recherche par l'ADEME

L'implication de l'ADEME dans le financement de la R & D est jugée insuffisante par de nombreux experts du secteur. Le soutien de l'offre et le soutien du marché mobilisent de fait l'essentiel des financements accordés par l'agence.

Le soutien à la R & D ne constitue de fait, pour le moment, qu'une dimension accessoire des dépenses de l'ADEME : 15 % environ²¹. Rappelons que le budget d'intervention de l'ADEME a pourtant été de 2,67 milliards F en 2000.

C'est d'ailleurs pour rectifier cette situation que le contrat de plan entre l'État et l'ADEME pour la période 2000-2006 prévoit explicitement de « *renforcer la fonction R & D au sein de l'Agence* ».

Aucun objectif chiffré n'est toutefois fixé.

Par ailleurs, cet engagement n'est pas repris dans le tableau de récapitulation des engagements de l'ADEME à l'horizon 2006.

En tout état de cause, il convient que l'ADEME définisse en partenariat étroit avec ses tutelles, une politique de financement de la recherche par le biais d'appel d'offres assortis de contrats courants sur plusieurs années.

Ainsi, les organismes de recherche tels que le CEA et le CNRS pourront trouver les sources de financement leur permettant d'abonder leurs ressources internes et d'accroître le dynamisme de leur démarche.

3. Sauver l'industrie française

3.1. Une industrie française des éoliennes à muscler d'urgence

La France possède deux constructeurs nationaux proposant des éoliennes sous leur marque, Vergnet et Jeumont Industrie. Alstom est pour sa part un équipementier réputé qui fournit des composants aux plus grands constructeurs mondiaux que sont Neg Micon, Vestas, Enercon, Enron, etc. En outre le constructeur helvético-suédois ABB construit sur le sol français des équipements pour les aérogénérateurs vendus soit directement soit à ses autres filiales.

²¹ Contrat de plan entre l'Etat et l'Agence de l'environnement de la maîtrise de l'énergie 2000-2006.

Le renforcement rapide de l'industrie française est un enjeu capital dans la mesure où le marché français est décrit comme devant exploser, avec en novembre 2001, 13 000 MW de demandes de raccordement au réseau de transport et de distribution²².

3.1.1. La société VERGNET

La société VERGNET s'est spécialisée dans l'éolien de proximité. Le bilan d'activité de VERGNET dans l'éolien est loin d'être négligeable : 2000 éoliennes installées dans le monde, 25 ans d'expérience dans le montage et la gestion de projets dans ce domaine.

Pour autant, le chiffre d'affaires de l'entreprise n'est que de 95 millions de francs par an, dont 60 % pour l'éolien, avec un effectif de 60 personnes.

L'entreprise connaît sans aucun doute un handicap de taille. Si plus de 10 % du chiffre d'affaires sont consacrés à la R&D, la mise au point de logiciels pour les machines de moyenne puissance, par exemple, représente une charge très lourde, 20 à 30 millions de francs sur 3 à 5 ans en l'espèce. A cet égard, la R & D est faite en interne par l'entreprise VERGNET elle-même.

Une autre difficulté rencontrée par VERGNET est sans aucun doute le manque de régularité et de visibilité à moyen terme de la politique suivie en France dans le domaine des énergies renouvelables. VERGNET a remporté des succès grâce au programme Eole 2005. Mais ce programme s'est interrompu avant même d'avoir été terminé. D'où un gel de tous les projets, qui a entraîné une interruption d'activité très difficile à supporter pour une PMI comme VERGNET, dont les charges salariales et financières continuent de courir.

Les difficultés nées de la lourdeur bureaucratique et des procédures techniques complexes du partenaire obligé lors du raccordement au réseau, à savoir EDF, contribuent également à fragiliser l'entreprise.

Pour autant, l'avenir de la société VERGNET semble brillant alors même que la formule de l'éolien de proximité en complément d'activité pour les agriculteurs des zones ventées pourrait offrir des débouchés s'ajoutant à ceux des îles et des pays en développement.

Mais l'entreprise aurait sans doute des perspectives plus favorables si elle était adossée à un grand groupe.

3.1.2. Jeumont Industrie

L'autre industriel français de l'éolien est la société Jeumont Industrie.

Jeumont Industrie, filiale de Framatome, compte 850 employés dans son établissement de Maubeuge et réalise un chiffre d'affaires de 1,2 milliard d'euros.

L'entreprise est spécialisée de longue date dans la fabrication d'alternateurs, d'aimants supraconducteurs, de pompes primaires et de mécanismes de commande des grappes pour les réacteurs nucléaires.

²² Communication de M. André MERLIN, Directeur du Réseau de Transport de l'Electricité (RTE), audition publique du 8 novembre 2001.

L'entrée de Jeumont Industrie sur le marché des éoliennes s'est produite 20 à 25 ans après celle des autres entreprises du secteur.

L'activité de construction d'éoliennes ne représente pour l'instant qu'une part réduite du chiffre d'affaires de Jeumont – environ 2 % en 2001. Mais l'objectif est d'arriver à environ 20 % en 2005.

Pour Jeumont, il ne fait pas de doute que le marché français est un marché incontournable pour la certification de ses produits et pour disposer d'une vitrine indispensable pour l'exportation.

Le premier marché obtenu est celui de 6 éoliennes de 750 kW à Widehem dans le Pas de Calais. Une deuxième ferme éolienne de 10 machines de même puissance est en cours de lancement dans les Corbières. D'autres projets sont en cours en Bretagne et dans différents pays.

La stratégie de Jeumont est de créer des partenariats locaux dans différents pays, en particulier en Espagne, au Canada et en Chine.

En tout état de cause, l'avenir de Jeumont Industrie ne devrait pas poser de problème particulier, dans la mesure où l'entreprise fait partie du groupe AREVA.

La récente constitution du groupe AREVA, issu de la réorganisation de la filière électronucléaire française n'est pas sans susciter des espoirs quant à un décollage de l'industrie éolienne française.

L'entreprise Jeumont Industrie, filiale de Framatome, fait ainsi désormais partie d'un groupe diversifié doté d'une capacité d'investissement importante.

Ainsi qu'on l'a vu Jeumont Industrie s'est lancé dans une activité de construction d'aérogénérateurs de 750 kW. Selon certains observateurs, Jeumont Industrie tient là une machine intéressante. Mais l'entreprise a des besoins d'investissement très importants, d'une part pour accroître sa capacité de production, et d'autre part pour conduire le développement d'une machine de nouvelle génération de 1,5 MW, seule à même de concurrencer les productions danoises ou allemandes.

On peut souhaiter dans ces conditions que le groupe AREVA s'oriente résolument vers le développement de l'éolien, en tant qu'axe de diversification et vecteur d'image.

3.1.3. ABB France

ABB France comprend 3500 salariés et a réalisé un chiffre d'affaires de 740 millions d'euros au cours de l'exercice 2000-2001.

ABB est un des intervenants les plus importants du marché des éoliennes. ABB vend directement sous sa marque ses propres éoliennes mais conçoit aussi et réalise entièrement des projets de fermes éoliennes²³. ABB fournit aussi un très grand nombre d'ensembliers en composants électrotechniques fondamentaux des éoliennes comme les générateurs ou les systèmes de contrôle commande.

²³ Audition de M. Jean-Luc RAPHET et de M. Brahim AMAR, 13 juin 2001.

Toutefois, la France a la responsabilité pleine et entière du développement des machines hybrides, les brevets correspondants étant déposés en France. En tout état de cause, le groupe ABB a la capacité de conduire, soit seul, soit en partenariat, la R & D pour tous les composants des éoliennes.

Selon ABB, il est déjà « *un peu tard pour la France* ». Le seul moyen pour combler ce handicap est la différenciation technologique. L'industrie française de l'éolien doit devenir une référence internationale.

C'est ce à quoi s'emploie ABB France qui fabrique dans son usine de Champagne sur Seine, les générateurs éoliens exportés et utilisés par le groupe dans le monde entier.

3.1.4. Les coopérations envisageables avec l'industrie danoise

L'intérêt du Danemark pour le marché français est évident. L'objectif de 5000 MW éoliens installés en 2010, contre 70 MW à la mi-2001, et la publication d'un tarif de rachat de l'électricité éolienne de 55 cF/kWh assurent en effet des perspectives encourageantes.

Les industriels danois l'ont bien compris. En témoignent la présence de M. Tom PEDERSEN, Directeur général de VESTAS, au Colloque organisé le 21 juin à l'Assemblée nationale par M. Yves COCHET et l'accueil fait à vos Rapporteurs par M. Søren KROHN, directeur de l'association patronale danoise Vindmøllenindustrien, le 11 juillet dernier.

Une coopération industrielle de grande ampleur, entre la France et le Danemark, pourrait être prometteuse.

L'industrie française, avec deux constructeurs seulement, n'est pas prête à alimenter son marché intérieur.

La société VERGNET ne construit pas de machines d'une puissance supérieure à 200 kW. Jeumont Industrie débute dans cette activité avec des machines d'une puissance de 750 kW seulement, une capacité de production limitée et la maîtrise d'un seul type de technologies²⁴.

L'industrie danoise devra, pour sa part, installer des unités de production en France. En effet, les contraintes administratives et les coûts de transport imposent une production sur place au-delà d'un rayon de 1000 km.

La création de filiales communes entre des entreprises danoises de l'éolien et des groupes industriels français permettrait de transférer des savoir-faire au bénéfice de nos entreprises tout en augmentant la taille des marchés des fabricants danois.

3.1.5. Les autres marchés de l'éolien

Les marchés qui pourraient s'ouvrir à l'industrie nationale dans le domaine de l'éolien sont de deux ordres : d'une part la construction proprement dite d'éoliennes et d'autre

²⁴ Les éoliennes de Jeumont Industrie sont des éoliennes sans multiplicateur, à vitesse variable et aimant discoïde.

part le développement d'activités dans les composants qui représentent d'ores et déjà un atout de l'industrie française.

Des créneaux industriels semblent exister pour deux types d'équipements jouant un rôle clé dans les éoliennes.

Le premier est celui des automates de contrôle où le Danemark a acquis une position de quasi monopole avec l'entreprise Mita Technik²⁵.

Le deuxième est celui de la fabrication des pales. Le coût des pales représente environ 20 à 30 % du coût total d'une éolienne de grande taille. Dans ce domaine également, le Danemark possède une position forte²⁶. L'entreprise danoise LM, le numéro 1 mondial, détenait 45 % du marché des pales en 2000. Aerpac, une entreprise néerlandaise numéro 2 mondial, a été rachetée en 2001 par l'entreprise germano-américaine Enron Wind et par l'allemand NOI Rotortechnik.

Le développement d'une industrie des pales exige de fortes compétences en aérodynamique, en mécanique et en sciences des matériaux. Une entreprise comme Eurocopter pourrait être intéressée par une diversification dans ce domaine si des perspectives de marché se confirmaient en France et en Europe.

En tout état de cause, les effets induits par le développement d'une industrie éolienne en France seraient incontestablement positifs. On estime généralement que depuis ses débuts en Allemagne, l'industrie des éoliennes a créé environ 60 000 emplois directs et indirects.

3.2. Le photovoltaïque français à la croisée des chemins

L'industrie française est présente dans le domaine du solaire photovoltaïque avec principalement trois entreprises : un fabricant intégré de cellules, PhotoWatt International et deux équipementiers, Total Énergie et Apex BP Solar.

Tableau 8 : L'industrie du photovoltaïque en France
(source : CEA)

	principaux intervenants	intervenants secondaires
fabrication du silicium		Péchiney
générateurs photovoltaïques	PhotoWatt FEE Naps-France	TotalFinaElf Saint Gobain EDF
stockage	CEAC / Exide Hawker / Invensys	Sorapec
systèmes	Total Énergie EDF BP Solar Fortum	Alstom Schneider Electric

Apex BP Solar doit être mis à part étant donné son appartenance à l'une des plus grandes entreprises mondiales qui a fait du solaire photovoltaïque un axe de développement et un vecteur de communication.

²⁵ Jean-Marc AGATOR, Audition du 15 mai 2001.

²⁶ Jean-Marc AGATOR, op.cit.

Les deux autres entreprises nationales sont, pour leur part, à la croisée des chemins, devant à tout prix se capitaliser pour suivre la croissance très forte du marché.

3.2.1. Un marché mondial en décollage

La croissance du nombre d'applications du photovoltaïque s'est accélérée dans les années récentes. Depuis 1980, la croissance de la production de solaire photovoltaïque est de 15 % par an. Depuis 1990, elle est passée à 20-25 % par an pour atteindre 30-35 % à la fin de la décennie. La production de 2000 a augmenté de 40 % par rapport à celle de 1999, pour atteindre 280 MW en 2000.

Tableau 9 : Les parts de marché du photovoltaïque
(source : CEA)

<i>production totale mondiale 1999</i>	<i>200 MW</i>	
électronique et portables	18 %	applications rentables
usage domestique en sites isolés	6 %	
électrification rurale	15 %	
applications professionnelles	17 %	
activités économiques	12 %	applications non rentables
couplage réseau toiture	31 %	
couplage réseau centrales	1 %	
total	100	

L'expansion du marché repose sur des politiques d'incitation fortes. Mais ces différentes politiques s'appuient à leur tour sur le contexte positif que constitue l'accueil favorable du public aux opérations de démonstration ou aux programmes pilotes, comme l'ont montré les expériences intervenues en Suisse, en Allemagne, aux Pays-Bas, au Danemark, aussi bien qu'au Royaume Uni.

Au plan mondial, le marché du solaire photovoltaïque devrait être multiplié par 6 entre 2000 et 2010, et par près de 16 entre 2010 et 2030.

Tableau 10 : Estimations de la croissance du marché mondial du photovoltaïque
(source : CEA)

	production annuelle	remarque
2000	280 MW	+ 40 % / 1999
2010	1500 – 2000 MW	multiplication par 6 en 10 ans
2030	30 000 MW	multiplication par 16 en 20 ans

Tableau 11 : La croissance à deux chiffres du photovoltaïque
(source : CEA)

	taux de croissance annuel
2000 / 1999	+ 40 %
moyenne sur la période 2000-2010 :	
- applications en sites isolés	+ 17 %
- applications en sites raccordés	+ 30 %

Les deux tiers du marché du photovoltaïque correspondent à des applications isolées. Le tiers restant correspond à des applications avec couplage à un réseau électrique.

Mais ce sont ces dernières applications en raccordement au réseau qui croissent le plus vite.

Tableau 12 : Taux de croissance des applications du solaire photovoltaïque
(source : PV NEWS)

	% du total	taux de croissance
applications en sites isolés	65 %	+ 15 % / an
applications en sites raccordés	35 %	+ 30-35 % / an
total	100	+ 20-25 % / an

Le Japon constitue le principal producteur mondial de cellules photovoltaïques, avec 46 % de la production mondiale en 2000, les États-Unis figurant au 2^{ème} rang avec 26 % et l'Europe au 3^{ème} rang avec 20 %.

La production de solaire photovoltaïque au Japon augmente de plus de 20 % par an depuis 1995. Cette croissance a été alimentée par le lancement, en 1997, du programme de 70 000 toits photovoltaïques. Ce programme a créé un objectif de production avec de forts volumes, ce qui a favorisé les investissements. La capacité de production, déjà importante, a été stimulée, avec une augmentation de + 50 % par an sur les trois dernières années. chez certains fabricants comme Sharp, Sanyo et Kyocera. Les efforts financiers correspondants sont importants, puisque la mise en place d'une capacité de production de 20 MW par an exige un investissement de 10 à 12 millions F par MW, soit 200 à 250 millions F au total.

3.2.2. *L'avenir sans nuage d'Apex BP Solar*

Apex BP Solar est, dans le solaire photovoltaïque, l'exemple d'une entreprise d'origine française qui tire parti d'être désormais dans le giron d'un grand groupe, à savoir BP Solar filiale de British Petroleum.

BP Solar réalise un chiffre d'affaires de 1,2 milliard de francs, avec des effectifs de 1000 personnes. La diversification représentée par le solaire photovoltaïque est jugée stratégique, au moins au plan de la communication, par le pétrolier britannique dont le logo institutionnel comporte un soleil et dont le sigle est décliné en Beyond Petroleum.

Il faut remarquer à cet égard que Shell a adopté une démarche identique en coopération avec Siemens.

Il existe aussi un nouvel entrant sur le marché, l'espagnol Isofoton, qui se développe rapidement, avec une capacité de production de 12 à 15 MW. Isofoton investit les pays en développement grâce à une politique de coopération dynamique du Gouvernement espagnol. Le chiffre d'affaires de l'entreprise est toutefois limité par le fait qu'il s'agit d'une activité de fourniture de panneaux, excluant les activités d'installation et de maintenance à forte marge.

Apex BP Solar est une société anonyme basée aux environs de Montpellier dont le chiffre d'affaires en 1998 s'élevait à 38 millions et dont la croissance du chiffre d'affaires est depuis lors de 50% par an avec un résultat positif²⁷. Ses effectifs sont de 55 personnes.

²⁷ La société actuelle avait dans son capital initial Total Energie puis est devenue indépendante avant d'être rachetée par BP Solar.

L'activité de APEX BP SOLAR se concentre sur l'ingénierie de système photovoltaïque, sur l'ingénierie de fonction complète, sur l'électronique de commande et sur les logiciels d'expertise et de télécontrôle. Apex n'est pas fabricant de modules et de batteries. En outre, APEX BP SOLAR peut proposer des solutions d'intégration sur 10 ou 15 ans et peut prendre en charge l'ingénierie financière des projets.

Au sein de BP Solar, APEX a trouvé sa voie dans une spécialisation sur les marchés des pays en développement et semble assuré d'un bel avenir.

3.2.3. PhotoWatt International, une entreprise à capitaliser d'urgence

Spécialisée dans la fabrication de modules photovoltaïques, PhotoWatt International (PWI) est une entreprise localisée à Bourgoin (Isère), comprenant 370 personnes et ayant réalisé un chiffre d'affaires de 200 millions de F au cours de l'exercice mars 2000 – mars 2001.

Le principal actionnaire de PhotoWatt International est depuis 1997 la société canadienne ATS, spécialiste de l'automatisation de process industriels de fabrication et d'assemblage, qui a notamment Valeo pour client.

ATS, qui a réalisé un chiffre d'affaires de 2,4 milliards de francs en 2000, est une société cotée en Bourse au Canada. Ses investissements pour assurer le développement de PWI depuis sa prise de contrôle de la société, s'élèvent à 250 millions de francs.

La capacité de production de PhotoWatt International a atteint 13 MW en 2000 et devrait être de 16 MW en 2001, entièrement consacrée aux cellules photovoltaïques à base de silicium (voir tableau suivant).

Tableau 13 : Évolution de la production de PhotoWatt International

	1997	2000	2001	2002
production	5,7 MWc ²⁸	13 MWc	15 MWc	22 MWc

Les principaux débouchés de PhotoWatt International sont l'*export* (75 % du chiffre d'affaires).

²⁸ MWc : Mwatt crête.

Figure 5 : Les débouchés de PhotoWatt International

	2000	objectifs 2001
Japon	5 MW (wafers-Sharp)	0 (la dépréciation du yen rend les produits de PWI non compétitifs)
Allemagne	2 MW	3 MW en direct + 3 MW par l'intermédiaire de Total Énergie
États-Unis	1 MW	3 MW
France-DOM	1-2 MW	1-2 MW
Australie et autres	3-4 MW	0 (BP Solar produit sur place en Australie)
Chine, Inde		1,5 MW
total	12 MW	≈ 16 MW

L'entreprise PWI est handicapée par un coût de non-qualité élevé, qui est de l'ordre de 20 à 40 % du chiffre d'affaires. Les pertes en lignes sont en effet importantes, 1/3 du silicium présent dans le four se retrouvant seulement dans le module final. Le procédé de sciage des briques de silicium entraîne des pertes importantes, de l'ordre de 40 % de la masse de la brique. Par ailleurs, les « wafers » de silicium cassent comme du verre lors des manipulations. La mise au point de manutentions automatiques permettra de réduire les pertes. Ceci suppose des investissements très importants.

En tout état de cause, la réduction des coûts ne pourra résulter que d'investissements en capital importants, comme le démontre l'exemple de Sharp.

En réalité, PhotoWatt doit réinvestir des sommes importantes tous les deux ans. Pour que l'actionnaire principal y consente, il est impératif d'augmenter la rentabilité du capital investi. Les investisseurs privés demandent en effet un taux de rendement interne de 15 %, afin de rentabiliser les fonds propres. Or les investissements dans la fabrication des modules photovoltaïques sont des investissements à très long terme, avec une rentabilité au bout de 6 ans.

Pour faire face à ses besoins en capital, PhotoWatt est condamné à élargir son actionnariat.

Pour M. Patrick JOURDE²⁹, la pérennité et le développement de PWI au sein de l'industrie française s'imposent pour plusieurs raisons.

La première raison est que cette société est pionnière et que la France se doit d'en garder la maîtrise. La deuxième raison est qu'il existe en France de nombreuses filières susceptibles de constituer un support intéressant pour développer ses activités.

²⁹ Communication du 13 juin 2001.

3.2.3. Total Énergie, une entreprise au milieu du gué

Total Énergie est une PMI créée en 1983 et devant réaliser en 2001 un chiffre d'affaires de 350 millions F, avec 310 employés, dont 60 dans son unité d'assemblage de panneaux solaires d'Afrique du Sud.

Les actionnaires de Total Énergie sont TotalFinaElf, à hauteur de 35 %, EDF à hauteur de 35 % également, la SIIF et une société de participation du management.

La capacité de production de Total Énergie est de 5 MW en 2001 et devrait passer à 8 MW en 2002.

Figure 6 : Répartition géographique du chiffre d'affaires de Total Énergie en 2001

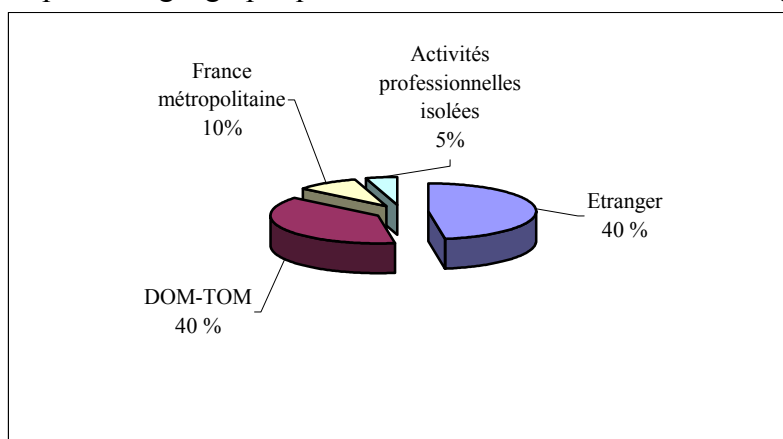
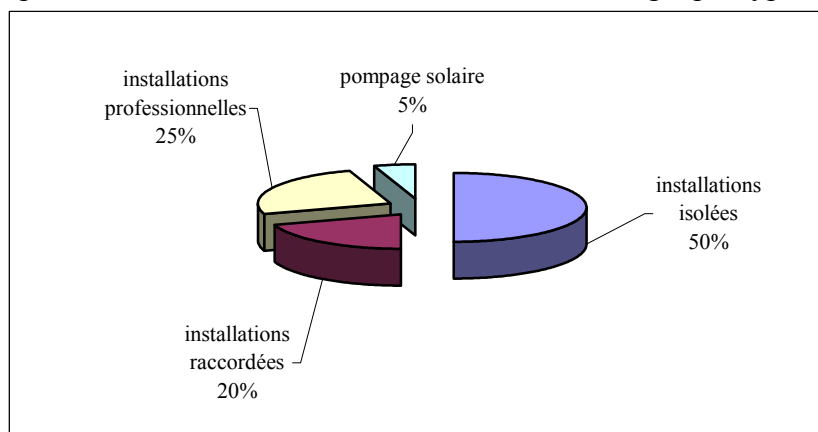


Figure 7 : Répartition du chiffre d'affaires 2001 de Total Énergie par type de réalisations



Le chiffre d'affaires correspondant aux sites isolés représentait la moitié du total en 2001. Mais la croissance la plus rapide provient des installations raccordées au réseau. C'est l'Allemagne et son programme de 100 000 toits solaires qui entraîne le marché. Le marché allemand absorbera d'ailleurs 40 % du groupe Total Énergie en 2002.

3.2.4. Les arguments en faveur d'un engagement stratégique de TotalFinaElf dans le solaire photovoltaïque

Total Énergie est intéressé par un éventuel rachat de PhotoWatt International. Mais sa structure financière n'est pas suffisamment solide pour s'engager dans le rachat d'une société qui a réalisé des pertes pendant trois ans et qui nécessite des investissements de modernisation important.

Les pétroliers BP et Shell se sont engagés avec vigueur, on l'a vu, dans le développement du solaire photovoltaïque, à la fois pour des raisons de diversification et de pénétration des marchés des pays émergents et pour améliorer leur image dans les pays industrialisés.

On peut se demander si TotalFinaElf n'aurait pas un intérêt stratégique à leur emboîter le pas pour les mêmes raisons.

Un engagement renforcé de sa part dans une énergie renouvelable à l'image positive peut apparaître comme particulièrement opportun après les catastrophes de l'Erika et de Toulouse.

TotalFinaElf pourrait également, grâce à l'expérience acquise par Total Énergie, être le vecteur d'une dynamisation du secteur du solaire thermique.

3.3. Le thermique à faire changer de dimension

Dans quelle mesure l'industrie française peut-elle répondre au défi du développement du thermique dans notre pays ?

En réalité, un développement de l'industrie s'impose dans tous les domaines : solaires thermique, pompes à chaleur, géothermie.

Les productions, les importations et les exportations de capteurs solaires thermiques en France sont donnés dans le tableau suivant.

Tableau 14 : Production, importations et exportations de capteurs (France)
pour le solaire thermique en 1998
(source : Plans Hélios, ADEME)

m ² - 1998	<i>fabrication</i>			<i>importations</i>			<i>exportations</i>
	métropole	DOM-TOM	total	métropole	DOM-TOM	total	
capteurs vitrés	1800	6200	8000	2000	4800	6800	6000
capteurs non vitrés ³⁰	11000	1200	12200				7800
total	12800	7400	20200	2000	4800	6800	13800

Ainsi en 1998, l'industrie française fabriquait 8000 m² de capteurs vitrés, en exportait 6000 m² tandis que 6800 m² en étaient importés.

³⁰ Les capteurs vitrés sont utilisés pour l'eau sanitaire individuelle ou collective et les planchers solaires directs. Les capteurs non vitrés sont utilisés pour le chauffage de bassins de piscine de plein air.

Le marché français est alimenté par 10 fabricants dont deux sont nationaux. Les deux sociétés françaises sont Giordano et Clipsol. Le secteur des bureaux d'étude comprend un seul cabinet, Tecsol, contre une dizaine en Allemagne. Le leader français, Giordano, qui réalise sur ce segment d'activité un chiffre d'affaires de 10 millions de francs par an, fournit 1500 chauffe-eau solaires individuels au marché métropolitain et 4000 dans les DOM.

On peut se poser la question de conséquences en termes de prix d'une croissance du marché.

De quelle ampleur serait la baisse des coûts résultant d'une augmentation d'un facteur de 10 de la production de capteurs et de chauffe-eau, en réponse au programme ambitieux indispensable à l'économie française ?

Du fait de l'élargissement du marché, la baisse serait importante, en raison d'une expérience très réduite et d'une courbe d'apprentissage fortement décroissante. La durée de l'installation serait diminuée et l'économie pourrait être de 3000 F sur la pose. S'agissant des capteurs, l'augmentation d'un facteur 10 du volume de production pourrait faire passer le prix du m² de 5000 F comme actuellement à 2500-3000 F. L'augmentation de production ramènerait rapidement le coût total de l'installation vers 15 000 F.

Ainsi qu'on l'a vu, la recherche française sur le thermique manque cruellement de soutien depuis de longues années. L'industrie française manque également de soutien faute d'une orientation claire.

Au plan européen, la France est incontestablement très en retard, malgré l'excellence de sa position géographique (voir tableau suivant).

Tableau 15 : Le retard de la France en Europe dans le domaine du solaire thermique
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

	France	Allemagne	Union européenne
surface de capteurs installée en m ²	400 000		10 000 000
taux de croissance annuelle en m ²	30 000	450 000	1 000 000

La France se trouve confrontée à un double défi dans le domaine du solaire thermique. Le premier défi est de passer d'une croissance annuelle de 30 000 m² par an de surfaces de capteurs installés aux 90 000 m² par an qui constituent l'objectif du plan Soleil de l'ADEME.

Le deuxième défi consisterait, en cas de réussite du premier, à accélérer le rythme et à rejoindre les objectifs de la Grèce – plus de 250 000 m² par an – et de l'Allemagne – de 400 à 500 000 m² par an.

Il convient en conséquence qu'un ensemble d'études soient réalisées et que des actions résolues soient mises en place pour favoriser la diffusion des techniques solaires (voir tableau ci-après).

Tableau 16 : Actions à mettre en œuvre pour la diffusion du solaire thermique
(source : J-P TRAISNEL, CNRS-IFU)

R & D	autres actions
<ul style="list-style-type: none"> • couplage du solaire thermique et de pompes à chaleur • mise au point de planchers solaires directs réversibles (chauffage et climatisation) • utilisation de la cogénération pour la production de froid • couplage du solaire thermique et des réseaux de chaleur • couplage du solaire thermique et de la géothermie 	<ul style="list-style-type: none"> • chiffrage du potentiel ENR dans l'habitat existant, selon les zones climatiques, le type de logements individuels ou collectifs, la nature du site urbain ou dégagé • chiffrage exact de la réduction de la demande en énergie : <ul style="list-style-type: none"> - 5 à 30 % pour l'eau chaude sanitaire (ECS) - 10 à 60 % pour le chauffage • étude des possibilités techniques de diffusion du solaire thermique dans l'individuel neuf et la réhabilitation • soutien à la diffusion des techniques : élaboration et diffusion des méthodes de dimensionnement des procédés solaires • formation des professionnels

Simultanément, pour favoriser une pénétration accélérée des technologies du solaire thermique et développer le marché indispensable au développement de l'industrie correspondante, des mesures puissamment incitatives à l'installation de planchers solaires devraient être mises en place, comme par exemple, les suivantes : taux différentiel de TVA, primes, équipement systématique des bâtiments de l'État et du patrimoine des communes.

Une autre voie devrait être simultanément empruntée, celle de la mobilisation des capacités de stockage thermique du sous-sol qui représente une solution très intéressante.

C'est une voie que le Canada explore dans de nombreuses réalisations, comme celle d'hôpitaux, d'aéroports ou d'université. Un aquifère préexistant sert à stocker de la chaleur ou du froid, selon la saison. Une pompe à chaleur dont la puissance peut aller jusqu'à 1 MW permet de réduire les dépenses de chauffage de 40 % et les dépenses de climatisation de 80 %³¹.

Une troisième voie est celle de la climatisation solaire. Cette technique fait l'objet de différentes expériences, dont une, concluante, à Banyuls en France. Des capteurs solaires permettent de produire du froid pour une cave à vins locale. De même des vitrines réfrigérées à température contrôlée de 3 ± 1 °C ont été mises au point, qui se régénèrent la nuit.

Toutes ces technologies sont opérationnelles et ont besoin de sortir sur des marchés de grande taille pour voir leurs coûts baisser en raison d'effets de volume.

Les constructeurs français exportent 90 % de leur production. Une entreprise française a pourtant enlevé le marché du stockage de froid du nouvel aéroport de Tokyo, avec un système de chaleur latente. Le Japon possède 40 constructeurs de système de stockage par glace.

La France possède les technologies nécessaires dans tous ces domaines. Les grands groupes industriels ne peuvent plus longtemps se désintéresser des applications du thermique dans les bâtiments.

³¹ Christophe MARVILLET, op.cit.

3.4. Les industries de la biomasse à renforcer d'urgence

Depuis la fin des années 1990, les usages industriels ou énergétiques de la biomasse se développent rapidement dans un grand nombre de pays. L'Italie et l'Espagne ont lancé des programmes de production de bioéthanol importants. Aux États-Unis, la loi fédérale de juin 2000 intitulée « *National Sustainable Fuels and Chemical Act* » fixe comme objectif la multiplication par trois à l'horizon 2010 de la production d'énergie bio et prévoit des subventions de 49 millions de dollars (360 millions F) par an pendant 5 ans. Deux méthodes sont privilégiées, d'une part la fermentation et d'autre part les enzymes.

L'industrie des enzymes, très faible en Europe par rapport aux États-Unis, est quasi-inexistante en France.

Une société américaine comme GENENCOR n'a pas d'équivalent en Europe. Cette entreprise de biotechnologies se concentre sur le développement de biotechnologies appliquées à l'agro-industrie. Parmi ses succès, on peut citer la mise au point d'enzymes pour l'industrie papetière, d'amylases et de protéases à hautes performances.

Au demeurant, les nouvelles opportunités offertes par la biomasse doivent faire l'objet d'une approche intégrée avec une vision globale embrassant les problèmes agricoles, la chimie verte et la biochimie verte.

Les États-Unis accordent une grande importance au développement d'une chimie fondée sur le carbone végétal et prévoient d'accorder une place très importante aux cultures à usage industriel.

Il incombe aux pouvoirs publics de définir et de mettre en place une politique industrielle ambitieuse, avec le concours de l'INRA qui, à cette occasion, serait invité à amplifier ses recherches, ses travaux de développement et ses transferts de technologie.

4. Renforcer la transparence de l'ADEME et restaurer son pilotage par l'État

4.1. Des difficultés liées à une croissance rapide

La gestion de l'ADEME a fait l'objet en 2000 d'un audit par l'inspection générale des finances³². Selon le rapport d'audit, l'exercice 1999 a soulevé des interrogations quant au « *poids excessif des engagements de dernière minute* » et au « *manque de rigueur dans la passation et le suivi des marchés du siège* », s'agissant de son activité dans l'énergie.

Les propositions de la mission d'audit ont consisté essentiellement en l'élaboration d'un contrat de plan, en la mise en place d'outils financiers, budgétaires et de contrôle interne.

Le contrat de plan de l'ADEME a été signé au printemps 2001 et énumère une série d'objectifs importants sur l'accomplissement desquels l'équipe de direction de l'ADEME sera évaluée, bien que l'ADEME agisse essentiellement en partenariat avec les collectivités locales, les industriels, les grands opérateurs de l'énergie et les fédérations professionnelles.

³² Rapport d'audit sur la gestion de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, établi sous la supervision de M. Hervé de GOUYON, Inspecteur général des finances ; mars 2000.

En définitive, il est nécessaire pour l'avenir de l'ADEME que les difficultés rencontrées à la fin de la décennie apparaissent rétrospectivement comme une crise de croissance liée à la brusque accélération de son activité. De fait, le nombre de dossiers traités en 1996-1997 était de l'ordre de 4000 à 5000, alors qu'en 2001, il passera à 16 000.

4.2. Des difficultés liées aux principes de sa mission

La première difficulté intrinsèque de l'ADEME est liée au fait qu'elle dépend d'une triple tutelle dont l'harmonie des points de vue n'est pas toujours le point fort.

La deuxième difficulté résulte de son histoire qui, du fait de la fusion de plusieurs agences préexistantes, lui assigne une mission dans des domaines aussi disparates que le bruit, les déchets, la maîtrise de l'énergie, sans oublier le transport et la qualité de l'air.

Pour la direction de l'ADEME, « *on fait vivre l'agence en fécondant les deux thèmes* » de l'énergie et de l'environnement.

Il n'est pas sûr que dans la pratique, cet exercice soit possible pour une structure confrontée en outre à la nécessité de croître rapidement.

Selon de nombreux témoignages convergents, les procédures de l'ADEME, qui dispose aujourd'hui de beaucoup de moyens, sont trop lourdes et trop longues, notamment dans le domaine de la recherche et développement où il est nécessaire d'agir avec rapidité pour faire face à la concurrence. La conséquence en est que l'ADEME qui dispose pourtant de financements abondants, n'en utilise qu'une faible proportion, faute de procédures performantes, et s'est vue obligée de décaler ses « *tranches* » annuelles à plusieurs reprises.

En outre, l'ADEME effectue des actions trop nombreuses qui ne semblent pas bénéficier, chacune, d'un engagement suffisant et donnent l'impression d'un saupoudrage.

Ainsi, dans le domaine du solaire thermique, les réponses de l'ADEME aux demandes de versement de primes sont toujours positives mais les délais d'acceptation d'un projet, toujours trop longs, varient de 15 jours à 2-3 mois, avec un double agrément de l'ADEME et de la région.

En réalité, le mode d'intervention de l'ADEME en tant que dispensateur de primes place l'établissement public dans l'obligation contradictoire de respecter l'impératif de rigueur dans ses procédures, tout en faisant preuve de rapidité dans l'octroi des primes, le tout dans une situation où, au sein d'une délégation régionale, c'est souvent un seul ingénieur qui est chargé de traiter les dossiers d'installation de solaire thermique, une tâche qui entre quasiment toujours en concurrence avec d'autres obligations.

4.3. La nécessité de priorités en accord avec une stratégie globale des pouvoirs publics vis-à-vis des énergies renouvelables

Écartelée par des tâches immenses et très diverses, l'ADEME n'a sans doute pas les moyens de conduire, dans le domaine des énergies renouvelables, une véritable réflexion stratégique en liaison avec les ministères chargés de la recherche et de l'industrie.

Autre difficulté soulignée par plusieurs témoignages, l'ADEME n'a pas une unicité de commandement et de décision suffisante.

Des différences sensibles semblent exister entre ses différentes délégations régionales sur certaines questions, comme celle du solaire thermique. On peut ainsi aboutir à des différences notables dans les primes versées par des délégations régionales différentes.

L'ADEME n'entretient pas non plus des relations suffisantes avec les directions départementales de l'équipement, d'où le faible nombre d'opérations de construction ou de rénovation du logement social bénéficiant de chauffe-eau solaire.

En définitive, dans le domaine des énergies renouvelables, il semble indispensable qu'une tutelle forte s'exerce pour la définition de la stratégie et le contrôle de l'activité de l'ADEME.

L'ADEME est désormais dotée d'un budget considérable et peut à ce titre jouer un rôle important non seulement dans la sensibilisation des populations mais aussi dans la mise en place de réalisations notables.

Son activité dans le domaine des énergies renouvelables doit répondre à la stratégie décidée par les pouvoirs publics et non pas tenir lieu de stratégie nationale pour les énergies renouvelables.

Son action doit aussi se placer au niveau requis, c'est-à-dire celui d'un établissement public dont l'action complète mais ne se substitue pas à d'autres modes d'intervention.

5. Des incitations fiscales à systématiser

Les dispositifs incitatifs pour le développement des énergies renouvelables sont de plusieurs types, à l'heure actuelle. On trouve en France d'une part des primes versées par l'ADEME ou les régions, et, d'autre part des mesures fiscales d'amortissement accéléré ou de crédit d'impôt.

A l'usage, il semble que le versement de primes soit plus complexe à mettre en œuvre et prête davantage à contestation que les incitations fiscales.

5.1. Les limites des systèmes de primes

Le versement de primes pour l'achat d'équipements de production d'énergies renouvelables existe notamment dans le domaine des chauffe-eau solaires.

L'analyse d'un exemple montre les limites d'un tel système.

Lorsque le programme Hélios de l'ADEME a été lancé, les références de prix étaient les suivantes. Le prix d'un chauffe-eau pour une famille de 3-4 personnes, avec 3 à 5 m² de capteurs et un ballon de 200 à 300 litres avec appoint électrique incorporé était de 20 000 à 30 000 F TTC.

Le programme Hélios comprend un volet qualitatif et un volet quantitatif. Le volet qualitatif est composé de mécanismes de validation des équipements complets éligibles par un

comité national, sur la base de capteurs couverts par un avis technique CSTBat, et d'une charte qualité Qualisol pour les installateurs. Le volet quantitatif est représenté par le versement de primes à l'achat, pour un montant de 4500 F TTC pour un chauffe-eau solaire individuel de 2 à 3 m² de surface de capteurs, de 6000 F TTC pour un chauffe-eau solaire individuel de 3 à 5 m² de capteurs et de 7500 F TTC pour un chauffe-eau solaire individuel de 5 à 7 m² de capteurs.

Le système de primes est complété par un crédit d'impôt (voir plus loin).

L'ADEME a signé des contrats de plan État-région avec la plupart des régions, ce qui la place en seul dispensateur des primes accordées aux particuliers ou aux collectivités. Les primes sont plafonnées à 40 % du total de la dépense, par décision de la Commission européenne³³.

En réalité, il conviendrait de parvenir à des mécanismes aussi simples, *mutatis mutandis*, que la prime Juppé pour le renouvellement des véhicules individuels d'un montant de 5000 F automatiquement et immédiatement accordée.

L'Espagne a mis en place un grand appel d'offres public national, appuyé par une campagne de communication de grande ampleur. Les subventions ont été modulées en fonction du niveau technique de l'installation³⁴.

En tout état de cause, il conviendrait de simplifier le système avant de l'amplifier.

Le versement de primes transforme l'ADEME en bureau de paiement, ce qu'elle ne sait pas faire avec célérité, compte tenu de son mode d'organisation. Par ailleurs, le système de versements de primes et de crédits d'impôt, étant morcelé, perd en force d'impact psychologique. En outre, les contrôles à mettre en place nécessiteront des effectifs supplémentaires.

Il paraît donc plus efficace de prendre appui sur les incitations fiscales qui sont d'un maniement plus aisé et d'un impact psychologique plus convaincant, quitte à diminuer d'autant les subventions versées à l'ADEME.

Une telle évolution irait par ailleurs dans le sens de la nécessaire réaffirmation du rôle de l'État dans la définition et la mise en œuvre de la politique énergétique.

5.2. Des avantages fiscaux à amplifier

La France a d'ores et déjà mis en place un ensemble d'incitations fiscales, avec une nette tendance à la multiplication de ces aides dans les dernières années. L'objectif est pour les années à venir d'en augmenter le volume.

³³ L'Allemagne a au contraire conservé un système de primes nationales et régionales dont chacune est de l'ordre de 30 %, c'est-à-dire en dessous du plafond européen, les cumuls étant pour le moment tolérés et assurant ainsi une promotion plus efficace du solaire thermique.

³⁴ Une surprime donnée aux chauffe-eau permettant un télé-suivi et une surprime encore plus élevée aux installations assorties d'une garantie de résultat.

5.2.1. L'amortissement exceptionnel sur 12 mois pour les équipements de production d'énergies renouvelables

Un régime temporaire d'amortissement exceptionnel sur 12 mois s'applique pour les entreprises aux biens destinés à économiser l'énergie et aux équipements de production d'énergies renouvelables acquis ou fabriqués avant le 1^{er} janvier 2003.

Le projet de loi de finances pour 2002 proroge ce régime pour une durée de 4 ans débutant au 1^{er} janvier 2003, soit pour les matériels acquis ou fabriqués avant le 1^{er} janvier 2007.

Cette mesure va dans le bon sens mais ne concerne par hypothèse que les entreprises. On peut se demander si une mesure de ce type, sous la forme d'un crédit d'impôt fortement incitatif, ne pourrait pas être appliquée aux ménages.

5.2.2. Le crédit d'impôt et le taux de TVA réduit pour les équipements de production d'énergie utilisant une source d'énergie renouvelable

Un crédit d'impôt au titre des dépenses d'acquisition de certains gros équipements a été accordé jusqu'au 31 décembre 2002 par la loi de finances pour 2000, dans le cadre des travaux éligibles au taux réduit de la TVA et effectués dans l'habitation principale du contribuable. Il s'agit notamment des gros équipements de chauffage installés dans les immeubles collectifs, des ascenseurs et des gros équipements sanitaires (cabine hammam ou sauna) qui ne peuvent bénéficier du taux réduit de la TVA.

Les équipements visés sont les chaudières, les cuves à fioul, les citernes à gaz et les pompes à chaleur.

L'application de ce crédit d'impôt de 15 % a été étendue depuis le 1^{er} janvier 2001 aux équipements de production d'énergie utilisant une source d'énergie renouvelable, équipements qui bénéficient en outre du taux réduit de la TVA.

Il semble nécessaire que le montant de 15 % de ce crédit d'impôt soit réévalué de manière à être réellement incitatif pour les énergies renouvelables, en incluant les pompes à chaleur. De même le plafond de 6097 euros semble trop bas pour être réellement convaincant.

Pour compenser la dépense, le crédit d'impôt pourrait être modulé sur les dispositifs traditionnels et supprimé sur les équipements sanitaires gros consommateurs d'énergie.

5.2.3. Le nouveau crédit d'impôts pour l'acquisition de matériaux d'isolation et d'appareils de régulation de chauffage

Le projet de loi de finances pour 2002 propose d'étendre le crédit d'impôt de 15 % ci-dessus aux dépenses d'acquisition de matériaux d'isolation thermique et d'appareils de régulation de chauffage. Cette extension vaudrait pour les matériels fournis dans le cadre de travaux éligibles au taux réduit de la TVA, payés entre le 1^{er} octobre et le 31 décembre 2002 et afférents à l'habitation principale. En outre le plafond de dépenses ouvrant à l'avantage fiscal serait relevé de près d'un tiers et porté à 8000 euros pour un couple marié.

Cette mesure qui a pour but d'inciter les personnes occupant des logements anciens à diminuer leur consommation d'énergie va dans le bon sens.

Là encore, on peut se demander si son ampleur compense le désagrément des travaux lourds d'isolation et surtout est suffisante pour attaquer l'immense marché du logement ancien à isoler thermiquement. A cet égard le relèvement du plafond est une bonne chose mais le taux du crédit d'impôt insuffisant³⁵.

5.2.4. Le problème lancinant de la géothermie

La géothermie est immédiatement rentable si un réseau de chaleur préexiste. Une telle solution est alors très supérieure à celle du chauffage au gaz avec un réseau de gaz.

Mais le taux de TVA de la géothermie, initialement de 5 %, a ensuite été aligné sur celui des produits énergétiques et est donc passé à 19,6 %, ce qui a tué la rentabilité de nombreux projets.

Ainsi la fiscalité de la géothermie est dissuasive, alors qu'elle aurait tout lieu d'être encourageante, puisque la géothermie, exempte de toute émission de CO₂, présente un intérêt environnemental évident.

Par ailleurs, les premiers projets ont été financés avec des emprunts à taux élevés, supportables avec une inflation importante. Mais les renégociations d'emprunts ont été difficiles. D'où une image, là aussi, ternie pour les projets de géothermie.

Il faut donc non seulement réaménager la fiscalité mais aussi trouver des voies novatrices et intéressantes pour le financement de projets.

5.2.5. Le crédit d'impôt pour les véhicules fonctionnant au GPL et les véhicules hybrides

Un crédit d'impôt a été institué par la loi de finances rectificative pour 2000 pour l'achat ou la location de véhicules neufs fonctionnant au GPL (gaz de pétrole liquéfié) ou de véhicules hybrides fonctionnant à l'électricité et aux hydrocarbures.

Le projet de loi de finances pour 2002 propose d'étendre le bénéfice de cette disposition aux véhicules fonctionnant au GNV (gaz naturel véhicule) et de majorer de 50 % ce crédit d'impôt pour le porter à 2300 euros (15 087 F) dans le cas où cet achat s'accompagne de la mise au rebut d'un véhicule particulier immatriculé avant le 1^{er} janvier 1992.

5.2.6. La loi Paul pour l'investissement dans les DOM

La loi Paul relative aux investissements productifs dans les départements et territoires d'outre mer institue un crédit d'impôt au bénéfice des particuliers réalisant un investissement dans ces départements ou territoires. L'ensemble des sources d'énergie renouvelables sont éligibles à ces crédits d'impôt.

³⁵ Au plafond, le crédit d'impôt est de 7900 F, ce qui compense seulement le coût d'achat et d'installation de deux fenêtres à double vitrage.

Les investissements dans les énergies renouvelables réalisés dans ce cadre sont couramment compris entre 300 et 500 millions de francs par an.

Pour les professionnels du secteur des énergies renouvelables, il est incontestable que la défiscalisation a contribué d'une manière décisive au développement remarquable des énergies renouvelables dans les DOM.

Par ailleurs, la loi Paul a, selon de nombreux observateurs, moralisé les dispositions antérieures et semble constituer un cadre adapté à la continuation de cet essor. En tout état de cause, le bilan qui devra être fait de ces mécanismes d'incitation, ne pourra l'être que dans trois ou quatre ans.

5.2.7. La réduction de taxe professionnelle et de taxe foncière pour les équipements destinés à économiser l'énergie

Les valeurs locatives servant à l'établissement des impôts locaux sont retenues à hauteur de 50 % de leur montant pour les installations destinées à économiser l'énergie ou à la lutte contre la pollution des eaux et de l'atmosphère. Cette réduction de la base d'imposition n'est toutefois applicable que si les biens ont fait l'objet d'un amortissement exceptionnel.

Le projet de loi de finances pour 2002 propose de supprimer la condition d'amortissement.

Cette mesure qui va dans le bon sens aurait pu toutefois être plus audacieuse, par exemple en supprimant purement et simplement l'imposition, en invoquant la primauté de l'objectif de développement durable.

5.2.8. Des dispositions à rationaliser et à amplifier pour les biocarburants

Dans les perspectives de développement des biocarburants, il semble patent qu'en France, les problèmes techniques pèsent moins lourds que les considérations fiscales.

Les témoignages sont très nombreux sur la facilité d'utilisation d'huiles végétales en lieu et place de gazole dans des moteurs diesels.

Le rapport Lévy de 1993 stigmatisait les inconvénients de l'utilisation directe des huiles végétales pour la durée de vie des moteurs. En réalité, il n'en est rien pour les motorisations rustiques.

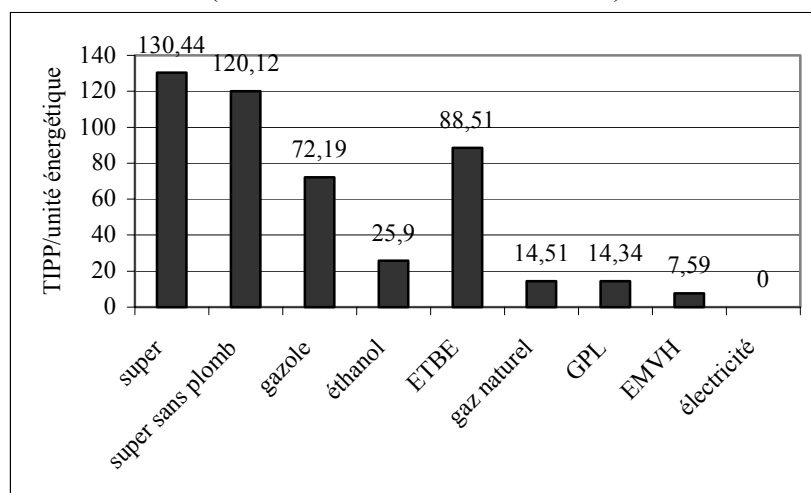
La Polynésie est le lieu de nombreux exemples de véhicules roulant à l'huile de coprah pendant 100 000 km et l'Aquitaine d'automobiles roulant à l'huile de tournesol, sans aucun autre inconvénient que celui, important, d'être en contravention avec la législation fiscale. En revanche, il semble établi que les huiles végétales sont peu compatibles, pour le moment, avec les dispositifs d'injection directe. Pour autant, le parc des véhicules diesel d'ancienne génération représente toutefois encore une dizaine de millions d'unités dans notre pays. Il existe par ailleurs la technologie du moteur ELSBETT qui permet l'utilisation directe d'huile végétales.

En fait, les difficultés semblent essentiellement d'ordre fiscal. Afin de favoriser le développement des filières diester de colza et bioéthanol, comme complément de revenu pour

les agriculteurs devant opérer des jachères, l'État accorde une exemption de TIPP pour les filières diester de colza, éthanol ou ETBE.

En revanche, les huiles brutes de tournesol, de colza ou de coprah sont imposées à la TIPP. Considérant l'intérêt des expérimentations, la région Midi-Pyrénées soutient certaines initiatives de producteurs en acquittant à leur place la TIPP. Cette situation d'une région acquittant la TIPP de certains expérimentateurs est à l'évidence une situation absurde à laquelle il conviendrait de mettre fin.

Figure 8 : Comparaison de la fiscalité française (TIPP) par unité énergétique de quelques carburants en janvier 2000³⁶
(source : Assemblée nationale³⁷)



Il faut à cet égard souligner qu'en Allemagne, l'expérimentation est conduite avec beaucoup plus d'audace qu'en France.

Le diester est produit dans des quantités importantes –500.000 tonnes en 2001 et de 700 à 800 000 tonnes en 2002 –, et est utilisé pur, au lieu de n'être mélangé qu'à hauteur de 5 % au fioul.

En tout état de cause, le Livre blanc - la politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix - ³⁸ prévoit une « *nécessaire harmonisation de la fiscalité des carburants* ».

Au surplus la proposition de directive³⁹ du Conseil modifiant la directive 92/81/CEE en ce qui concerne la possibilité d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants adoptée par la Commission européenne le 7 novembre 2001 devrait ouvrir, si elle est adoptée à l'unanimité requise en matière fiscale, des possibilités accrues en la matière.

³⁶ EMHV : ester méthylique d'huile végétale ; GPL : gaz de pétrole liquéfié ; ETBE : ethyl tertio butyl ether.

³⁷ Les biocarburants dans l'Union européenne, rapport de la délégation pour l'Union européenne, par M. François GUILLAUME, Assemblée nationale n° 2361, mai 2000.

³⁸ COM(2001) 370

³⁹ COM(2001) 547, 2001/cccc (CNS)

En effet selon l'article 8ter de cette proposition, pendant une période allant du 1^{er} janvier 2002 au 31 décembre 2010, les États membres pourraient appliquer un taux d'accises réduit de 50 % sous contrôle fiscal aux biocarburants.

Il convient en tout état de cause de permettre des expérimentations, en exonération de TIPP pendant une période transitoire pour l'ensemble des biocarburants, au terme de laquelle des décisions pourraient être prises sur des bases solides.

6. Promouvoir la coopération de terrain

Deux milliards d'être humains n'ont pas accès à d'autres sources d'énergie que la biomasse ou les déchets animaux. La demande d'énergie est donc considérable dans les pays en développement, pour satisfaire des besoins immédiats en eau courante, en lumière ou en services de première nécessité.

De nouveaux outils existent pour répondre à ces besoins élémentaires, les énergies renouvelables. Toutefois, à supposer que les montants financiers de l'aide internationale soient suffisants pour mettre à disposition des populations concernées les installations dont elles ont un criant besoin, les contraintes sont multiples, d'ordre politique et technique. Si les montants des aides au développement dans le domaine de l'énergie apparaissent encore dérisoires par rapport aux besoins, de nouvelles méthodes, plus proches du terrain et mettant en œuvre des mécanismes plus décentralisés, laissent entrevoir des possibilités d'une progression plus rapide de la diffusion des énergies renouvelables dans le monde en développement.

L'approche globale, au niveau politique, de la coopération énergétique laisse entrevoir des perspectives d'avenir plus favorables que dans la décennie 1990, du fait de la révélation de plus en plus fréquente des inconvénients majeurs de la libéralisation des marchés de l'énergie et de la privatisation des entreprises du secteur.

Il n'en demeure pas moins vrai que les progrès les plus importants viendront de la multiplication des projets d'équipement proches du terrain et animés de deux côtés par des intervenants impliqués dans leur réussite.

Les structures de la coopération française tentent de se mettre en ordre de bataille à cet effet. Il importe de les encourager à accélérer la mise en place des nouveaux instruments dont elles ont besoin et d'amplifier les moyens alloués à l'accession à l'énergie.

6.1. L'importance de l'appropriation des projets par les populations concernées

L'un des enseignements majeurs de la coopération dans le domaine de l'énergie est qu'un projet ne peut réussir que dans la mesure où la population aidée fait sienne l'installation et la gestion de l'équipement.

Les opérations isolées dites « *cadeau* » sans implication sur le terrain des donateurs et sans participation locale sont toujours des échecs. En effet, la pérennité des services rendus par ces installations suppose une formation de personnels locaux pour l'exploitation et la maintenance, ainsi qu'une prise de conscience par les usagers du coût de l'équipement et donc nécessairement par une contribution financière de leur part pour son utilisation.

Selon les observations de l'AFD, confirmées par d'autres intervenants, il est donc nécessaire, y compris dans des opérations d'électrification rurale décentralisée, que se constituent des groupements villageois choisissant les lieux d'implantation des équipements, mettant en place les instruments de gestion, en particulier des pièces détachées pour la maintenance et prenant en charge le recouvrement des redevances.

Pour ces tâches essentielles, les ONG de coopération assurent des interventions irremplaçables sur le terrain et doivent être les partenaires des organismes de financement comme l'AFD.

6.2. La coopération régionale à partir des DOM-TOM

Le développement important des énergies renouvelables dans les DOM-TOM représente une opportunité exceptionnelle pour la coopération régionale dans ce domaine, à partir de ces départements ou territoires, vers les pays proches sur le plan géographique.

Les DOM-TOM constituent en effet des vitrines indispensables à la diffusion des projets et des plates-formes de production de matériels adaptés à l'aide au développement.

La Guadeloupe constitue un excellent exemple à cet égard.

La Guadeloupe devient en effet peu ou prou un centre d'expertise et d'exportation pour les technologies des énergies renouvelables dans la zone des Caraïbes.

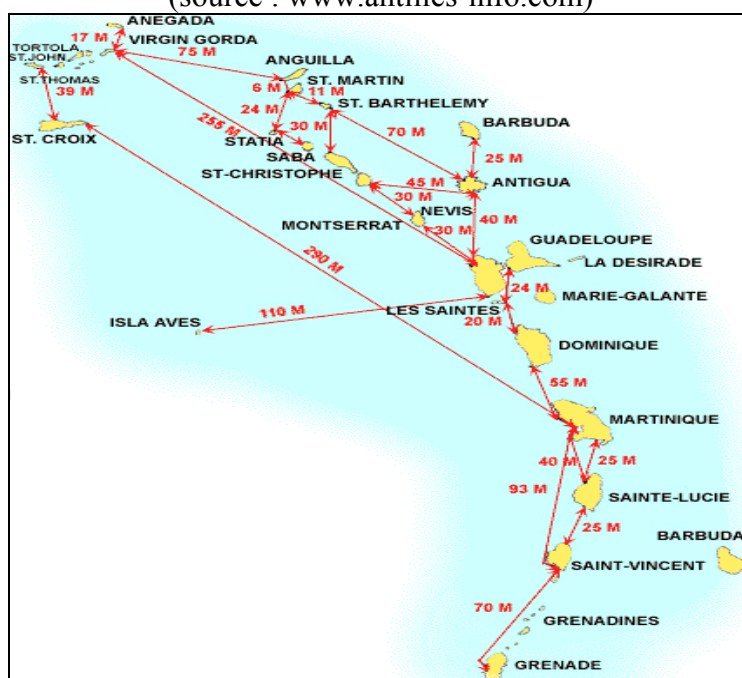
Le potentiel géothermique des îles voisines de la Guadeloupe est considérable. Le Gouvernement de Sainte Lucie a d'ores et déjà décidé de faire appel aux compétences de la société Géothermie Bouillante pour l'étude détaillée d'un projet d'équipement.

Par ailleurs, le potentiel géothermique de l'île voisine de la Dominique est évalué à 50 MW, au minimum, et peut-être à 100 MW, ce qui constituerait, en cas d'interconnexion, une ressource d'exportation très importante en valeur relative pour cette île où la puissance appelée ne dépasse pas 13 MW.

C'est d'ailleurs pour être à même de présenter un projet exportable dans d'autres îles que l'extension de puissance de Bouillante II a été limitée à 10 MW et conçue sous la forme d'une usine très compacte.

Un autre projet de grande dimension permettrait de promouvoir le développement des petites Antilles. Il s'agit de la création d'un réseau interconnecté reliant la Martinique et de la Guadeloupe via la Dominique, avec une extension ultérieure à d'autres îles (voir figure suivante).

Figure 9 : Carte des petites Antilles
- distances en miles nautiques -
(source : www.antilles-info.com)



La Guadeloupe s'ouvre ainsi des perspectives brillantes dans le domaine de l'énergie et pourrait devenir un pôle de développement entraînant un grand nombre des autres îles des petites Antilles.

De la même façon, La Réunion doit être incitée à prendre en main la coopération avec l'île Maurice ou Madagascar.

6.3. La coopération de collectivités territoriales à collectivités territoriales

Un des phénomènes les plus encourageants pour l'avenir du monde est la prise en charge directe par un nombre croissant d'entreprises, publiques et privées, et de collectivités territoriales, de projets de coopération de terrain.

L'implication des hommes et des femmes des pays industrialisés dans l'aide au développement est un facteur de réussite essentiel pour des réalisations concrètes. Mais elle ne supprime les problèmes de financement ni ne résout les problèmes d'organisation. Cette nouvelle configuration oblige même à concevoir de nouveaux instruments.

C'est ce qu'a parfaitement compris l'Agence française de développement. Ses statuts actuels la cantonnent dans un rôle de financement. En tant que telle, l'AFD est souvent sollicitée par les collectivités territoriales et les ONG françaises pour apporter son concours à des projets. Après la loi d'orientation sur l'outremer, il apparaît de plus en plus nécessaire d'imaginer des instruments adaptés et pérennes pour aider les DOM-TOM à mettre en place les projets de coopération pour lesquels elles peuvent exceller. A ce titre, les collectivités locales demandent à pouvoir déléguer les opérations correspondantes.

Pour le moment l'AFD ne peut fournir ce type de prise en charge. Le Gouvernement s'est saisi de cette question et s'apprête à faire évoluer le statut de l'AFD dans le sens demandé. Il s'agit là d'une initiative positive qu'il convient d'encourager, en ce qu'elle conduira à un renforcement de la coopération décentralisée qui constitue une voie essentielle pour l'avenir.

6.4. L'obligation cardinale de favoriser l'accès à l'énergie dans les pays en développement

Le contexte mondial de l'aide publique au développement (APD) est au désengagement progressif. Mais la France, même si elle a elle-même commencé à réduire son volume d'aide depuis le milieu de la décennie 1990, n'en reste pas moins le premier pays du G7 en matière d'aide publique au développement, avec un ratio APD/PNB de 0,40 %, contre 0,29 % pour le Canada, 0,28 % pour le Japon et le Royaume Uni, 0,26 % pour l'Allemagne et 0,10 % pour les États-Unis⁴⁰.

La coopération française prend en outre sa place dans le cadre européen des accords de Cotonou qui fondent le partenariat entre la Communauté et les États ACP sur la base de trois principes : le respect des principes démocratiques, la rationalisation des instruments juridiques d'aide et la régionalisation des relations.

Au demeurant, les trois priorités sectorielles de la coopération française sont le domaine socio-économique, le domaine culturel, et l'enseignement supérieur.

Les objectifs du domaine économique sont la lutte contre la pauvreté, les inégalités, les discriminations entre les sexes, la lutte contre les grandes endémies, et la promotion de l'éducation et de la formation.

Il est particulièrement important de remarquer que l'accès à l'énergie est une condition transversale de la réussite d'un très grand nombre de programmes socio-économiques.

La satisfaction des besoins en eau est souvent décrite comme prioritaire par les responsables des pays en développement. Les investissements correspondants sont évalués à 250 milliards de dollars⁴¹.

Mais l'énergie est également d'une importance première. En permettant l'usage du froid, l'accès à l'énergie conditionne l'accès aux soins, l'amélioration de la collecte et de la distribution des productions alimentaires.

L'accès à l'énergie permet aussi la mécanisation de travaux asservissants grâce à des motorisations simples, la mise en place d'une irrigation de base grâce à des pompes solaires élémentaires et le dessalement de l'eau de mer.

Elle permet également la diffusion de la lecture et de l'étude grâce à un éclairage collectif sommaire dans les zones tropicales où la nuit tombe tôt, ainsi que l'accès aux médias

⁴⁰ Rapport de la Commission des finances, de l'économie générale et du plan sur le projet de loi de finances pour 2001 (n° 2585) par M. Didier MIGAUD, Rapporteur général, Annexe n° 3, Affaires étrangères Coopération, Rapporteur spécial : M. Maurice ADEVAH-POEUF, Assemblée nationale, n° 2624.

⁴¹ Audition de M. Charles Josselin, ministre délégué à la coopération et à la francophonie, 2 octobre 2001.

éducatifs ou de divertissement, tous progrès qui peuvent enrayer l'exode rural, phénomène catastrophique s'il en est dans ces pays.

Les besoins individuels sont très réduits, de même, bien sûr, que les capacités contributives. Tout le problème est donc de financer l'investissement. L'expérience sur le terrain montre que les foyers sont nombreux dans le Tiers-Monde à pouvoir consacrer environ 10 € par mois à leurs achats d'énergie. Une installation simple, à base de photovoltaïque représenterait un investissement de 300 € environ. En trois ans, le foyer concerné pourrait rembourser l'investissement. Le montant de l'investissement à pratiquer pour permettre aux 2 milliards d'êtres humains d'accéder à l'énergie est évalué à 3-5 milliards € pendant 30 ans⁴².

La coopération est indispensable pour que la fracture énergétique entre le Nord et le Sud ne continue pas de s'aggraver.

Mais les pays du Nord trouveront leur compte au bout de leurs efforts. En stimulant les opérations d'équipement en énergies renouvelables dans les pays du Sud, les pays du Nord gagneront des savoir-faire, des volumes de fabrication et des baisses de prix qui bénéficieront à leurs marchés intérieurs.

De par ses liens anciens avec les pays en développement, la France ne peut ignorer l'ampleur des besoins en énergie et en électricité. La France est forte de son outil industriel compétitif et de ses traditions de coopération.

Tout doit être fait pour que la France soit en tête de toutes les autres nations pour l'assistance aux pays en développement dans le domaine de l'énergie.

7. Le renforcement urgent de l'autorité du Secrétariat d'État à l'industrie

Les énergies renouvelables présentent la caractéristique d'être multiples, avec des technologies très diverses, allant de la combustion traditionnelle revisitée par la technique moderne à la mise en œuvre d'un effet comme l'effet photoélectrique dont le principe n'a été élucidé qu'au début du XX^e siècle, en passant par des biotechnologies dont on peut attendre qu'elles maximisent le contenu énergétique des immenses ressources naturelles de la biomasse.

La multiplicité technologique des énergies renouvelables est doublée d'une variété d'usages considérables, avec un potentiel immense d'applications décentralisées voire « *à la maison* ».

Cette diversité a pu laisser penser un temps que le développement des énergies renouvelables pouvait relever d'initiatives multiples voire procéder d'un désordre créateur.

Mais parce que leur diversité, leurs performances et leur utilité spécifique sont désormais bien identifiées et parce que la gravité des problèmes de consommation d'énergie dans les bâtiments et les transports imposent une action vigoureuse et sans délai à laquelle elles peuvent apporter une contribution importante, les énergies renouvelables sont devenues un enjeu de politique énergétique et industrielle.

⁴² Patrick JOURDE, CEA, 2 octobre 2001.

Une vision industrielle nationale des énergies renouvelables est donc indispensable, de même qu'une stratégie de développement.

7.1. Une stratégie industrielle indispensable

La stratégie des énergies renouvelables pour la France doit être précisée en urgence par l'État, en dépassant à la fois les querelles et le court terme, et en prenant en compte les atouts et les intérêts de l'économie française.

Les pouvoirs publics ont très vite reconnu en France que le développement des énergies renouvelables doit se faire en complémentarité et non pas en opposition avec les énergies traditionnelles.

Ainsi a pu être évitée l'erreur politique commise dans de nombreux pays, en particulier dans ceux les plus attachés à la notion de développement durable, où des mythes ont été cultivés comme la possibilité de substituer le règne des énergies tirées des éléments naturels à la consommation des réserves énergétiques tirées de la Terre ou à la mobilisation de l'énergie tirée de la matière.

Comme l'a montré la deuxième partie du présent rapport, l'analyse technique détruit de fait toute vision idyllique des énergies renouvelables. L'analyse économique à laquelle il a été procédé dans la première partie du rapport, confirme la portée essentiellement polémique d'affirmations sur la substituabilité complète des énergies.

En réalité, comme le Secrétariat d'État à l'industrie l'a exprimé à maintes reprises, les énergies renouvelables représentent un ensemble de moyens supplémentaires d'une gamme d'énergies dont tous les éléments sont indispensables à la satisfaction des besoins des pays industrialisés comme à ceux des pays du Sud.

Mais pour que les énergies renouvelables fournissent la contribution importante que l'on peut attendre d'elles pour la résolution de problèmes graves comme la consommation de chaleur dans les bâtiments et d'énergie dans les transports, la multiplicité doit être mieux ordonnée et les actions de développement nécessairement coûteuses doivent être mieux hiérarchisées.

Sans doute aucun, il revient au ministère chargé de l'industrie et de l'énergie de définir la politique énergétique de la France en effectuant de véritables choix et en fixant des priorités compatibles avec les réalités économiques.

Il revient au ministère chargé de l'industrie et de l'énergie de définir une vision pour la France dans le domaine des énergies renouvelables, selon une démarche prospective établie à 10 ans et d'élaborer une stratégie pour y parvenir, qui minimise les coûts pour la collectivité et exploite tous les atouts naturels, scientifiques et industriels de la France.

Le Secrétariat d'État à l'industrie, qui a en mains toutes les cartes pour concrétiser une telle ambition, a commencé à mettre en place cette stratégie mais doit accélérer sa formulation à moyen terme en dépassant le cadre réducteur - et d'un intérêt modéré pour la France - de la production d'électricité, pour s'attaquer aux immenses perspectives de progrès dans le thermique et les biocarburants.

C'est également à l'État de mettre tous les intervenants, publics ou privés, en ordre de bataille pour faire bénéficier la collectivité nationale d'une politique intelligente des énergies renouvelables et la projeter vers les tâches de coopération énergétique avec le Sud qu'appelle sa tradition d'ouverture au monde en développement.

En réalité, si la France n'écrivait pas rapidement sa feuille de route pour le développement des énergies renouvelables et ne concrétisait pas ses atouts qui ne sont pas forcément ceux des autres pays, si la France ne rompait pas avec une attitude de suivisme pour prendre des initiatives fortes et anticiper avec plusieurs coups d'avance le développement de ces énergies comme l'y autorise la force de ses chercheurs, l'Union européenne viendrait lui rappeler très vite qu'elle a adhéré à la stratégie de développement durable formant l'un des trois piliers de la stratégie européenne et qu'elle doit se conformer aux dispositions de la batterie de directives en cours de préparation aujourd'hui. Elle devrait alors s'adapter dans l'urgence pour un résultat moins satisfaisant.

7.2. Le rôle directeur de l'État

Toute politique s'adressant à une réalité multiforme est par définition plus difficile à mettre en œuvre qu'une politique centralisée et mono-produit.

La politique des énergies renouvelables n'échappe pas à cette difficulté.

La multiplicité des filières et des intervenants dans les réalisations est encore accrue par la croissance du nombre d'intervenants institutionnels. La déréglementation et l'ouverture des marchés de l'électricité a conduit à la création d'une nouvelle institution comme la Commission de régulation de l'électricité. La montée en puissance du ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement a également accru le poids des considérations environnementales dans la réflexion sur l'énergie.

Ces phénomènes ont pu faire croire à un affaiblissement de l'autorité publique en charge de la politique énergétique française, qui serait particulièrement mal venue.

Au reste, les études de politique énergétique ont été nombreuses en France ces dernières années.

L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques a exercé une attention vigilante aux problèmes énergétiques, avec les rapports sur la sûreté des installations nucléaires de M. Claude BIRRAUX, le rapport sur les perspectives de développement des productions agricoles à usage non alimentaires de M. Robert GALLEY, le rapport sur l'aval du cycle nucléaire et les coûts de production de l'électricité de M. Christian BATAILLE et de M. Robert GALLEY, le rapport sur les conséquences des installations de stockage des déchets nucléaires sur la santé et l'environnement de Mme Michèle RIVASI, le rapport sur les perspectives offertes par la technologie de la pile à combustible de M. Robert GALLEY et de M. Claude GATIGNOL.

De son côté, le Commissariat général du Plan a livré, au terme d'une consultation d'experts de tous horizons, une importante analyse prospective à long terme avec son rapport Énergie 2010-2020 – les chemins d'une croissance sobre -.

Avec les études précitées et le présent rapport centré sur les énergies renouvelables, les pouvoirs publics ont tous les éléments indispensables pour formuler leur stratégie et faire acte d'autorité pour impulser l'action des entreprises publiques, des organismes publics de recherche et des établissements publics chargés d'accompagner la politique définie par l'État.

Une planification des efforts à engager est à cet égard indispensable, de même qu'une réflexion pérenne à long terme.

Le Secrétariat d'État à l'industrie qui, grâce à son administration remarquable, dispose des compétences nécessaires pour conduire à la fois des tâches de réflexion, d'impulsion et de contrôle, doit approfondir ses efforts dans ce sens.

Sur la base de la vision industrielle des énergies renouvelables définies par le ministère chargé de l'industrie et de l'énergie, il revient au ministère de la recherche d'aider à la traduction de ces objectifs industriels en termes de R&D à court ou à long terme.

Quant aux organismes publics de recherche, ils doivent rehausser le niveau de priorité de leurs travaux sur les énergies renouvelables en fonction de leurs atouts et de leurs spécificités et répondre avec dynamisme à la sollicitation des pouvoirs publics.

Il appartient enfin à l'établissement public qu'est l'ADEME d'éveiller la demande mais aussi et surtout de stimuler l'offre c'est-à-dire l'industrie et la R&D avec un degré d'engagement que ses nouveaux et importants moyens lui permettent et que le contrat de plan signé avec l'État pour 2000-2006 ne reflète pas encore.

En tout état de cause, de nombreux travaux dans le domaine scientifique mais aussi technologique sont nécessaires pour développer le solaire thermique, la climatisation solaire, les cultures à vocation énergétique et les procédés chimiques ou enzymatiques de production de carburants à partir de la biomasse.

Un changement d'échelle des efforts de R&D consentis jusqu'à ce jour est à cet égard indispensable. Le gain attendu du thermique et des biocarburants justifie un accroissement massif de la R&D.

Deux plans mobilisateurs rassemblant tous les acteurs et toutes les formes d'outils constitueront la traduction de la stratégie nationale des énergies renouvelables et l'horizon de la R&D.

8. Le Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »

Compte tenu de l'importance de la consommation d'énergie dans le résidentiel et le tertiaire et du fait que sa croissance est la plus rapide de tous les secteurs, le **Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »** doit être lancé sans délai.

Ce programme mobilisateur aura comme objectif le renforcement de la performance énergétique des bâtiments, une formulation plus positive que celle réductrice d'économies d'énergie qui contredit peu ou prou le besoin légitime d'un confort accru.

Pour amorcer, avec les technologies existantes, le développement d'une industrie française de taille inférieure à celle de ses concurrents européens et faire vivre une profession

d'installateurs insuffisamment sollicitée, il convient de fixer l'objectif ambitieux mais réaliste d'une croissance progressive de la production jusqu'à atteindre une production d'un million de m² de capteurs en 2010. Le volet thermique simple de ce plan intitulé ***Face Sud 200 000 chauffe-eau solaires par an pour 2010*** comprend le soutien des entreprises publiques industrielles aux PME/PMI du secteur et l'obligation pour tous les bâtiments publics et le logement social neuf d'utiliser ces technologies.

Pour que la France occupe par ailleurs la première place dans la valorisation de l'énergie solaire, le deuxième volet porte sur le solaire du futur et s'intitule ***Face Sud 50 000 toits thermiques-photovoltaïques par an pour 2010***.

Ce programme n'entraîne la création d'aucune structure supplémentaire et comporte quatre axes.

Le premier axe portera sur la relance de la recherche théorique et pratique sur l'habitat bioclimatique, avec la reprise des études sur la modélisation thermique des bâtiments, l'augmentation des moyens de test des matériaux et le renforcement des actions de normalisation.

Le deuxième axe portera sur la mobilisation des architectes et des bureaux d'étude afin de parvenir à une utilisation généralisée des concepts de l'habitat bioclimatique. A cette fin, les enseignements dans les formations d'architecte et les formations techniques et d'ingénieurs, les concours d'architecture et de réalisations, la mise à disposition de logiciels techniques devront être multipliés.

Un troisième axe réglementaire comportera d'une part une mise à plat des règles d'urbanisme afin de les rendre compatibles avec l'utilisation de nouvelles techniques et de nouveaux matériaux performants sur le plan énergétique, et d'autre part le renforcement des incitations fiscales à l'utilisation des nouvelles techniques

Le quatrième axe inclura les actions indispensables et détaillées ci-dessus de soutien spécifique aux industries du solaire thermique, de la climatisation solaire, du stockage de la chaleur et du froid et du solaire photovoltaïque.

9. Le Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »

Le ***Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »*** revêt une importance capitale pour diminuer la dépendance extérieure et la facture énergétique, lutter contre la pollution de l'air et réduire les émissions de CO₂ des transports.

Le ***Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »*** a deux objectifs : d'une part l'accroissement de la production de biocarburants, et, d'autre part, des progrès technologiques accélérés pour la combustion d'un ensemble de carburants.

L'objectif est de parvenir à une ***économie de 20 Mtep de pétrole en 2010***, grâce à la mobilisation d'un total de ***4 millions d'hectares*** pour les cultures énergétiques, à l'amélioration des ***rendements agricoles*** et des ***techniques industrielles de conversion***, et à une ***baisse accélérée des consommations*** des véhicules automobiles quel que soit le carburant utilisé.

Comme le Plan Face Sud, le Plan « *Terres-Energie* » a lui aussi plusieurs axes.

Le premier axe correspondra à une accélération brutale de la recherche et développement sur les filières de fabrication des biocarburants à l'aide des biotechnologies, notamment pour la production enzymatique d'alcool à partir de ligno-celluloses.

Le deuxième axe correspondra à une grande concertation avec les professions agricoles afin de trouver les moyens d'augmenter sur la base d'engagements pérennes, les surfaces agricoles consacrées aux cultures énergétiques.

Le troisième axe sera relatif d'une part au développement des industries de fabrication des biocarburants, en concertation avec les industries pétrolières et pétrochimiques, et, d'autre part à une concertation avec les constructeurs automobiles afin d'accroître la flexibilité des moteurs à combustion vis-à-vis des différents types de carburants, fossiles ou végétaux.

Le quatrième axe correspondra à une remise à plat de toutes les aides fiscales, à leur simplification et à leur amplification.

CONCLUSIONS et RECOMMANDATIONS

**Priorité au thermique pour l'habitat et aux biocarburants dans les transports,
Primauté de la recherche et de l'industrie
Renouveau de la politique énergétique et réorganisation de l'action publique
Décollage de la coopération avec le Sud**

Répondre à la croissance des besoins en énergie des pays du Sud et des pays développés tout en corrigeant la trajectoire des émissions de CO₂ dont l'augmentation fait peser un danger potentiel majeur sur la planète : tel est l'un des défis les plus difficiles de l'humanité dans les décennies à venir.

Le défi de Kyoto est un défi énergétique global qui a été traduit en priorité par l'Union européenne par une directive focalisée sur la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Mais en réalité les énergies renouvelables ont une utilité bien plus grande et peuvent apporter leur part à la résolution d'un nombre très important de difficultés.

La France ne peut se contenter d'une focalisation sur l'électricité renouvelable et encore moins d'une monospécialisation sur l'éolien mais doit au contraire accélérer en priorité ses efforts de recherche et ses efforts sur le thermique dans les bâtiments et les biocarburants, tout en cultivant tout l'éventail des énergies renouvelables.

I.- Une stratégie : passer du suivisme à l'anticipation

L'évolution du paysage énergétique français, européen mais aussi mondial est soumise à différentes contraintes.

La première, qui est d'ordre international, est celle la lutte contre le changement climatique, avec une mise en application du protocole de Kyoto désormais quasi-certaine malgré l'absence des Etats-Unis. La deuxième contrainte est la contrainte européenne, dont la stratégie énoncée dans le Livre blanc de 1997 sur les énergies renouvelables a été confirmée par l'adoption du développement durable comme priorité stratégique lors du Conseil de Göteborg.

Une autre contrainte fondamentale est la sécurité d'approvisionnement, qu'il importe de préserver, alors que l'augmentation prévisible de la demande et son corollaire, la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel vont s'accélérer si la raréfaction des ressources se confirme après 2030. Une donnée fondamentale du futur est le respect de la demande des pays en développement et des besoins d'accèsion à l'électricité de 2 milliards de personnes dans le monde qui en sont actuellement privés.

Le développement des énergies renouvelables devrait permettre de répondre partiellement à ces problèmes, sans toutefois les résoudre totalement.

Les mesures récemment prises sur l'éolien devraient permettre de répondre en grande partie à l'incitation européenne correspondant à la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001, même s'il sera nécessaire de trouver des compléments.

Mais cette approche ne permettra pas de répondre aux autres contraintes, et en particulier pour la France à la réduction des émissions de CO₂ et à l'amélioration de l'indépendance énergétique.

Les domaines les plus critiques en France sont en effet le transport routier et la production de chaleur dans le résidentiel tertiaire.

Or il semble que dans ces deux domaines critiques, une réponse possible viendra d'un développement significatif de l'utilisation de la biomasse et de l'énergie solaire thermique.

Ce développement devra être accompagné de progrès significatifs dans d'autres domaines : le stockage de l'électricité ; le transport et le stockage de la chaleur ; la production, le stockage et le transport de l'hydrogène ; les piles à combustible ; les économies d'énergie par des procédés efficaces et propres dans la combustion et d'autres dispositifs d'utilisation spécifique de l'électricité.

Il semble que la mise en œuvre de ces mesures devra faire appel à un effort considérable, non seulement dans le domaine des technologies matures mais aussi et surtout dans la R&D relative aux technologies citées plus haut, même si elles ne seront opérationnelles que dans 5 à 10 ans.

Ces mesures devront être accompagnées d'autres décisions politiques :

- le développement de cultures énergétiques et l'accroissement volontaire et significatif des surfaces qui leur sont consacrées
- le soutien à l'utilisation des carburants issus de la biomasse, la production de chaleur par les énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Ce soutien devra provenir de mesures financières et fiscales, ainsi que de subventions et de la mise en place d'un mécanisme d'intégration du coût du CO₂ dans le prix des énergies.

L'effort doit être à la mesure des objectifs.

Le coût des 14 000 MW éoliens installés nécessaire pour produire les 35 TWh demandés par la directive sur l'électricité produite par des sources d'énergies renouvelables sera de l'ordre de 120 milliards de francs.

La rentabilité d'un programme ambitieux sur les biocarburants et l'énergie solaire thermique sera considérablement plus élevée.

La mise en œuvre d'un programme de biocarburants et d'amélioration de l'efficacité de la combustion dans les moteurs permettrait d'économiser 20 Mtep par an aux alentours de 2010-2015.

Une quantité de pétrole équivalente de 20 Mtep pourrait aussi être économisée dans la production de chaleur grâce aux énergies renouvelables dans le résidentiel tertiaire.

L'économie réalisée chaque année pourrait ainsi atteindre 40 Mtep, soit 60 milliards de francs, avec un prix du pétrole de 28 dollars par baril.

Cette réduction de la facture énergétique, qui a atteint 150 milliards de francs en 2000 s'accompagnerait d'une diminution de 30 % de nos importations de pétrole et d'une réduction de 30 % de nos émissions de CO2 provenant des énergies fossiles.

Il convient donc de s'engager dans un effort de R&D à la mesure des économies attendues et qui ne saurait être inférieur à ce qui est envisagé actuellement pour l'éolien.

II. Priorité au solaire et à la biomasse

1. L'éolien sans passion

L'éolien n'est pas en France, ni dans aucun pays développé, la solution miracle pour couvrir l'augmentation des besoins en électricité. La puissance spécifique des éoliennes, insuffisante, et leur impossibilité de fournir une puissance garantie exigent en tout état de cause des moyens de production classiques complémentaires dont au surplus l'emprise au sol et dans l'espace est incomparablement plus faible.

Les tarifs de rachat du courant produit par les éoliennes, qui n'appellent pas de remarque particulière dans la mesure où il existe un plafond de capacité de 1500 MW, obéissent à l'impératif de diversification énergétique en favorisant un développement raisonné de l'éolien dans notre pays.

Toutefois la politique actuelle nécessite d'être complétée d'urgence dans deux directions.

En premier lieu, il conviendrait de chiffrer avec précision les coûts de développement du réseau rendu nécessaire par la dissémination de fermes éoliennes sur le territoire, d'évaluer avec précision l'intérêt de l'éolien offshore et d'améliorer la transparence sur les coûts réels de l'éolien. Afin de permettre de mesurer les conséquences des nouvelles installations en terme de renforcement de réseau, d'impact environnemental, d'acceptation par la population, l'État doit prendre l'initiative de schémas départementaux d'implantation, en coopération avec les collectivités locales.

En second lieu, il convient d'engager une action qui aurait dû être menée à bien avant les aides aux exploitants d'éoliennes, à savoir la structuration de l'industrie française de l'éolien de manière qu'elle puisse fournir un marché français en expansion et prendre place sur les marchés d'exportation.

2. Le solaire thermodynamique, un capital scientifique national à partager avec d'autres pays

La France possède une expertise considérable dans le domaine du solaire thermodynamique qui permet la production d'électricité par concentration de l'énergie solaire sur un fluide caloporteur.

Les réalisations nationales des années 1980 dans notre pays (Thémis, Cos) qui furent délaissées en raison de leur non-compétitivité relative, trouvent une nouvelle actualité pour les pays à fort ensoleillement, en particulier au sud de l'Europe et sur le pourtour de la Méditerranée.

La France doit non seulement tenir toute sa place dans les instances de coopération scientifique et technologique internationales mais aussi inspirer sinon diriger les réalisations de démonstrateurs. Les compétences françaises doivent être développées en urgence. Il faut relancer la recherche et trouver les moyens incitatifs pour associer les industriels.

3. Le solaire photovoltaïque en attente d'un marché test national et d'une restructuration industrielle

Pour participer à la préparation d'une rupture technologique dans le solaire photovoltaïque, rupture qui viendra vraisemblablement des couches minces ou des cellules photovoltaïques plastiques polymères, utilisées comme panneaux solaires ou comme additifs aux matériaux de construction, la France doit renforcer sa recherche.

Pour participer aux progrès technologiques sur le silicium, la France doit non seulement accroître ses efforts de développement technologique mais accroître son soutien à l'industrie nationale.

L'industrie nationale ou présente sur le sol national du solaire photovoltaïque est aujourd'hui confrontée à la nécessité de se renforcer d'urgence, alors que le marché mondial est en croissance exponentielle, tant dans les pays développés que dans les pays du Sud.

Au surplus, le solaire photovoltaïque a besoin en France d'une large vitrine construite sur la base de l'exemple de la Guadeloupe.

A cette fin, les tarifs de rachat et les subventions d'équipements doivent être suffisants pour permettre l'émergence d'un secteur dont la contribution à l'approvisionnement en électricité est faible mais dont les perspectives à l'exportation sont immenses.

Alors que, dans le monde actuel, les plus pauvres des pays du Sud paient leur énergie le plus cher, le solaire photovoltaïque représente une solution technique efficace car elle apporte un service supérieur pour un coût inférieur par rapport aux moyens traditionnels, bougies, piles et lampes à kérosène.

Pour bénéficier des retombées du développement rapide du solaire photovoltaïque dans les pays du Sud pour la production d'électricité mais aussi pour la réfrigération solaire photovoltaïque, la France doit d'une part accroître sa présence dans les instances internationales de normalisation et de financement, et, d'autre part, pousser à la création d'industries locales ainsi qu'à la mise en place de mécanismes incitatifs et durables où les

utilisateurs remboursent l'utilisation des matériels mis à leur disposition par l'aide internationale.

4. Une priorité absolue, le solaire thermique, la climatisation solaire et le stockage de la chaleur et du froid

Le solaire thermique est l'un des gisements les plus importants d'énergie renouvelable. Le solaire thermique permet en effet des économies considérables dans le domaine de l'eau chaude sanitaire et trouve des applications intéressantes avec les planchers solaires directs. En outre, de nouvelles applications de grand avenir sont la climatisation solaire, la réfrigération solaire thermique, ainsi que les technologies de transport direct de froid et de chaleur.

L'école scientifique française de la thermodynamique qui fut prédominante dans le monde, continue de mettre au point de nouvelles applications et de déposer de nouveaux brevets malgré son manque de moyens actuels. La recherche et le développement publics et les partenariats industriels de l'Institut français du froid et du CSTB doivent être renforcés d'urgence.

En dépit de son morcellement, l'industrie française du thermique remporte des succès importants à l'exportation. Mais pour faire face à l'explosion prochaine des marchés du solaire thermique et de la climatisation solaire, dans un contexte où les grandes entreprises étrangères dominent, des actions résolues de soutien direct et indirect à l'industrie française doivent constituer une priorité de l'action des pouvoirs publics.

Le nécessaire renforcement des applications de l'énergie thermique implique également un rôle accru donné à la géothermie et aux réseaux de chaleur dont la multiplication doit être étudiée en détail.

Les pompes à chaleur et la géothermie entendues dans un sens modernisé constituent sans aucun doute une voie d'avenir. La géothermie à basse température offre des possibilités considérables, soit par l'exploitation des aquifères, soit par l'exploitation de l'inertie thermique du sous-sol ou des masses d'eau insérées dans les sols comme pour les mines ennoyées.

Compte tenu de l'importance de la consommation d'énergie dans le résidentiel et le tertiaire et du fait que sa croissance est la plus rapide de tous les secteurs, supérieure y compris à celle des transports, l'habitat bioclimatique doit également être développé et en particulier dans les logements sociaux et les bâtiments publics.

Il convient de favoriser le renforcement de la performance énergétique des bâtiments, une formulation plus positive que celle réductrice d'économies d'énergie qui contredit peu ou prou le besoin légitime d'un confort accru.

Dans l'immédiat, il convient de lancer le *Plan Face Sud* qui comprend un volet solaire thermique et un autre volet thermique-photovoltaïque (voir plus loin).

5. La biomasse, un apport potentiel considérable avec le bois-énergie et les biocarburants

Compte tenu de son sol et de son climat privilégiés, ainsi que de la force de l'agriculture française, la biomasse constitue un atout essentiel de la France pour rationaliser sa consommation d'énergie dans l'habitat et les transports.

Le développement de l'utilisation du bois dans les chaudières individuelles ou collectives est un objectif de bon sens qui se heurte toutefois à des difficultés pratiques que connaît bien la filière bois française. Il faut accélérer la mise en place d'un dispositif de normes et de labélisation des chaudières et d'un réseau structuré d'installateurs de matériels et de fournisseurs de bois-énergie.

La biomasse est en situation de réduire significativement la facture énergétique des transports tout en réduisant les émissions globales de CO₂ de ce secteur.

Une augmentation des surfaces agricoles consacrées aux cultures énergétiques est possible à hauteur de 3 à 4 millions d'hectares, qui pourraient fournir l'équivalent de 10 Mtep soit 20 % de la consommation d'hydrocarbures des transports.

La France devrait, à l'instar de certains pays, imposer dans les plus brefs délais un quota de biocarburants dans l'essence, étendre le bénéfice de l'exonération de TIPP aux huiles végétales brutes et mettre en place des incitations fiscales pour toute la filière des biocarburants.

Il importe simultanément d'accélérer le développement des différentes filières de biocarburants, au plan industriel comme au plan de la recherche où les applications s'appuyant sur la gazéification de la biomasse et les procédés enzymatiques de la production d'éthanol à partir de ligno-cellulose doivent être rapidement mises au point.

Le Plan Mobilisateur *Terres-Energie* a pour objectif de permettre l'économie de 20 Mtep d'hydrocarbures en 2010 (voir plus loin).

III.- Une politique scientifique et industrielle s'appuyant sur une action publique renouvelée

1. La restauration indispensable du rôle de l'État

Parce que leur diversité, leurs performances et leur utilité spécifique sont désormais bien identifiées et parce que la gravité des problèmes de consommation d'énergie dans les bâtiments et les transports imposent une action vigoureuse et sans délai à laquelle elles peuvent apporter une contribution importante, les énergies renouvelables sont devenues un enjeu de politique énergétique et industrielle.

Une vision industrielle des énergies renouvelables est donc indispensable, de même qu'une stratégie de développement.

Il appartient à l'État de définir une stratégie des énergies renouvelables pour la France, en fonction des atouts et des intérêts de l'économie française.

Il revient au ministère chargé de l'industrie et de l'énergie de définir la politique énergétique de la France en effectuant de véritables choix et en fixant des priorités compatibles avec les réalités économiques.

C'est également à l'État de mettre tous les intervenants, publics ou privés, en ordre de bataille pour faire bénéficier la collectivité nationale d'une politique intelligente des énergies renouvelables et la projeter vers les tâches de coopération énergétique avec le Sud qu'appelle sa tradition d'ouverture au monde en développement.

2. Un programme de R&D ambitieux financé par les organismes de recherche et l'ADEME

Sur la base de la vision industrielle des énergies renouvelables définies par le ministère chargé de l'industrie et de l'énergie, il revient au ministère de la recherche d'aider à la traduction de ces objectifs industriels en termes de R&D à court ou à long terme.

Quant aux organismes publics de recherche, ils doivent rehausser le niveau de priorité de leurs travaux sur les énergies renouvelables en fonction de leurs atouts et de leurs priorités et répondre avec dynamisme à la sollicitation des pouvoirs publics.

Il appartient enfin à l'établissement public qu'est l'ADEME d'éveiller la demande mais aussi et surtout de stimuler l'offre c'est-à-dire l'industrie et la R&D avec un degré d'engagement que ses nouveaux et importants moyens lui permettent et que le contrat de plan signé avec l'État pour 2000-2006 ne reflète pas encore.

En tout état de cause, de nombreux travaux dans le domaine scientifique mais aussi technologique sont nécessaires pour développer le solaire thermique, la climatisation solaire, les cultures à vocation énergétique et les procédés chimiques ou enzymatiques de production de carburants à partir de la biomasse.

Un changement d'échelle des efforts de R&D consentis jusqu'à ce jour est à cet égard indispensable. Le gain attendu du thermique et des biocarburants justifie un accroissement massif de la R&D.

Deux plans mobilisateurs rassemblant tous les acteurs et toutes les formes d'outils constitueront la traduction de la stratégie nationale des énergies renouvelables et l'horizon de la R&D.

3. Le Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »

Compte tenu de l'importance de la consommation d'énergie dans le résidentiel et le tertiaire et du fait que sa croissance est la plus rapide de tous les secteurs, le **Plan Mobilisateur « Face Sud pour des bio-toits intelligents »** doit être lancé sans délai.

Ce programme mobilisateur aura comme objectif le renforcement de la performance énergétique des bâtiments, une formulation plus positive que celle réductrice d'économies d'énergie qui contredit peu ou prou le besoin légitime d'un confort accru.

Pour amorcer, avec les technologies existantes, le développement d'une industrie française de taille inférieure à celle de ses concurrents européens et faire vivre une profession d'installateurs insuffisamment sollicitée, il convient de fixer l'objectif ambitieux mais réaliste d'une croissance progressive de la production jusqu'à atteindre une production d'un million de m² de capteurs en 2010. Le volet thermique simple de ce plan intitulé ***Face Sud 200 000 chauffe-eau solaires par an pour 2010*** comprend le soutien des entreprises publiques industrielles aux PME/PMI du secteur et l'obligation pour tous les bâtiments publics et le logement social neuf d'utiliser ces technologies.

Pour que la France occupe par ailleurs la première place dans la valorisation de l'énergie solaire, le deuxième volet porte sur le solaire du futur et s'intitule ***Face Sud 50 000 toits thermiques-photovoltaïques par an pour 2010***.

Ce programme n'entraîne la création d'aucune structure supplémentaire et comporte quatre axes.

Le premier axe portera sur la relance de la recherche théorique et pratique sur l'habitat bioclimatique, avec la reprise des études sur la modélisation thermique des bâtiments, l'augmentation des moyens de test des matériaux et le renforcement des actions de normalisation.

Le deuxième axe portera sur la mobilisation des architectes et des bureaux d'étude afin de parvenir à une utilisation généralisée des concepts de l'habitat bioclimatique. A cette fin, les enseignements dans les formations d'architecte et les formations techniques et d'ingénieurs, les concours d'architecture et de réalisations, la mise à disposition de logiciels techniques devront être multipliés.

Un troisième axe réglementaire comportera d'une part une mise à plat des règles d'urbanisme afin de les rendre compatibles avec l'utilisation de nouvelles techniques et de nouveaux matériaux performants sur le plan énergétique, et d'autre part le renforcement des incitations fiscales à l'utilisation des nouvelles techniques.

Le quatrième axe inclura les actions indispensables et détaillées ci-dessus de soutien spécifique aux industries du solaire thermique, de la climatisation solaire, du stockage de la chaleur et du froid et du solaire photovoltaïque.

Parmi les mesures concrètes complémentaires de traduction de ce plan, on peut déjà proposer :

- le renforcement significatif des aides de l'ADEME en faveur de la R&D
- la mise en place d'une aide au diagnostic des performances énergétiques des bâtiments dans le logement social
- la mise en place d'incitations fiscales en vue de favoriser l'utilisation d'équipements ayant une basse consommation d'énergie

- l'affichage dans tous les bâtiments publics du coût énergétique du m²
- l'institution d'un plafond au m² des charges locatives relatives au chauffage et à l'eau chaude sanitaire pour le logement neuf

4. Le Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »

Le *Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »* revêt une importance capitale pour diminuer la dépendance extérieure et la facture énergétique, lutter contre la pollution de l'air et réduire les émissions de CO₂ des transports.

Le *Plan Mobilisateur « Terres-Energie pour des bio-carburants indépendants »* a deux objectifs : d'une part l'accroissement de la production de biocarburants, et, d'autre part, des progrès technologiques accélérés pour la combustion d'un ensemble de carburants.

L'objectif est de parvenir à une *économie de 20 Mtep de pétrole en 2010*, grâce à la mobilisation d'un total de *4 millions d'hectares* pour les cultures énergétiques, à l'amélioration des *rendements agricoles* et des *techniques industrielles de conversion*, et à une *baisse accélérée* des *consommations* des véhicules automobiles quel que soit le carburant utilisé.

Comme le Plan Face Sud, le Plan Terres-Energie aura lui aussi plusieurs axes.

Le premier axe correspondra à une accélération brutale de la recherche et développement sur les filières de fabrication des biocarburants à l'aide des biotechnologies, notamment pour la fermentation alcoolique des ligno-celluloses par des enzymes.

Le deuxième axe correspondra à une grande concertation avec les professions agricoles afin de trouver les moyens d'augmenter sur la base d'engagements pérennes, les surfaces agricoles consacrées aux cultures énergétiques.

Le troisième axe sera relatif d'une part au développement des industries de fabrication des biocarburants, en concertation avec les industries pétrolières et pétrochimiques, et, d'autre part à une concertation avec les constructeurs automobiles afin d'accroître la flexibilité des moteurs à combustion vis-à-vis des différents types de carburants, fossiles ou végétaux.

Le quatrième axe correspondra à une remise à plat de toutes les aides fiscales, à leur simplification et à leur amplification.

*

La mise en place et la conduite d'une politique des énergies renouvelables est un défi complexe pour l'État, tant les applications et les intervenants sont multiples. L'État est en tout état de cause mieux armé dans le domaine énergétique pour les politiques univoques où il peut jouer un rôle directeur.

Mais les énergies renouvelables constituent une véritable chance d'apporter des solutions nationales et durables aux graves problèmes de la croissance des consommations

d'énergie dans les bâtiments et les transports, en respectant les impératifs de la lutte contre l'effet de serre. L'État ne peut donc se dérober.

Dans un contexte où la pression européenne s'ajoute à la nécessité de mieux prendre en compte ses intérêts à long terme, la France a l'obligation de faire changer d'échelle sa politique de recherche et de fournir à son industrie des énergies renouvelables le soutien qu'exige son potentiel considérable de développement.

EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE

L'Office a procédé, le mercredi 14 novembre 2001 à l'examen du rapport sur les énergies renouvelables de M. Jean-Yves Le Déaut et de M. Claude Birraux, députés.

M. Jean-Yves LE DÉAUT, président, rapporteur, a indiqué que l'évolution du paysage énergétique français, européen mais aussi mondial est soumise à différentes contraintes.

La première, qui est d'ordre international, est celle de la lutte contre le changement climatique et la mise en application de la stratégie européenne de développement durable. Deux autres contraintes fondamentales sont la sécurité d'approvisionnement et la prise en compte des besoins d'accession à l'énergie, et en particulier à l'électricité, de 2 milliards de personnes dans le monde, qui en sont actuellement privées.

Le développement des énergies renouvelables devrait permettre de répondre partiellement à ces problèmes, sans toutefois les résoudre totalement.

Les mesures récemment prises sur l'éolien devraient satisfaire en grande partie à l'incitation européenne correspondant à la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001, même s'il sera nécessaire de trouver des compléments. Mais cette approche ne permettra pas de répondre aux autres contraintes, et en particulier pour la France, à la réduction des émissions de gaz carbonique et à l'amélioration de l'indépendance énergétique.

Les domaines les plus concernés en France sont en effet le transport routier et la production de chaleur dans le résidentiel tertiaire. Dans ces deux domaines, une réponse possible viendra d'un développement significatif de l'utilisation de la biomasse et de l'énergie solaire thermique. La rentabilité d'un programme ambitieux sur les biocarburants et sur l'énergie solaire thermique serait considérablement plus élevée que celle que l'on peut escompter du développement de l'éolien.

M. Claude BIRRAUX, député, rapporteur, a indiqué que l'éolien n'était pas en France, ni dans aucun pays développé, la solution miracle pour couvrir l'augmentation des besoins en électricité. Les tarifs de rachat du courant produit par les éoliennes décidés en juin 2001, qui n'appellent pas de remarque particulière dans la mesure où il existe un plafond de capacité de 1500 MW, obéissent à l'impératif de diversification énergétique en favorisant un développement raisonné de l'éolien dans notre pays. Toutefois, la politique actuelle nécessite d'être complétée d'urgence dans deux directions. En premier lieu, il conviendrait de chiffrer avec précision les coûts de développement du réseau et de mettre au point des schémas départementaux d'implantation, en coopération avec les collectivités locales. En second lieu, il convient d'engager une action qui aurait dû être menée à bien avant l'octroi d'aides aux exploitants d'éoliennes, à savoir la structuration de l'industrie française de l'éolien de manière qu'elle puisse fournir un marché français en expansion et prendre place sur les marchés d'exportation.

M. Jean-Yves Le Déaut, président, rapporteur, après avoir souhaité l'accroissement de la coopération scientifique dans le domaine de l'énergie solaire

thermodynamique, qui est une technique d'avenir pour la production d'électricité dans les pays à fort ensoleillement, a indiqué que pour participer à la préparation d'une rupture technologique dans le solaire photovoltaïque, rupture qui viendra vraisemblablement des couches minces ou des cellules photovoltaïques plastiques polymères, utilisées comme panneaux solaires ou comme additifs aux matériaux de construction, la France doit renforcer sa recherche.

Mais l'un des gisements les plus importants d'énergie renouvelable est sans aucun doute le solaire thermique. Il permet en effet des économies considérables dans le domaine de l'eau chaude sanitaire et trouve des applications intéressantes avec les planchers solaires directs. En outre, de nouvelles applications de grand avenir sont la climatisation solaire, la réfrigération solaire thermique, ainsi que les technologies de transport direct de froid et de chaleur.

Pour faire face à l'explosion prochaine des marchés du solaire thermique et de la climatisation solaire, dans un contexte où les grandes entreprises étrangères dominent, des actions résolues de soutien direct ou indirect à l'industrie française doivent constituer une priorité de l'action des pouvoirs publics.

Compte tenu de l'importance de la consommation d'énergie dans le résidentiel et le tertiaire et du fait que sa croissance est la plus rapide de tous les secteurs, supérieure y compris à celle des transports, l'habitat bioclimatique doit également être développé et en particulier dans les logements sociaux et les bâtiments publics. Les rapporteurs ont proposé le lancement d'un plan mobilisateur intitulé plan « Face-Sud » qui comprend un volet solaire thermique et un autre volet thermique-photovoltaïque

M. Claude Birraux, député, rapporteur, a indiqué que, compte tenu de son sol et de son climat privilégiés, ainsi que de la force de l'agriculture française, la biomasse constitue un atout essentiel de la France pour rationaliser sa consommation d'énergie dans l'habitat et les transports.

Une augmentation des surfaces agricoles consacrées aux cultures énergétiques est possible à hauteur de 3 à 4 millions d'hectares, qui pourraient fournir l'équivalent de 10 millions de tonne à équivalent pétrole (Mtep) soit 20 % de la consommation d'hydrocarbures des transports.

La France devrait, à l'instar de certains pays, imposer dans les plus brefs délais un quota de biocarburants dans l'essence, étendre le bénéfice de l'exonération de taxe intérieure sur les produits pétroliers aux huiles végétales brutes et mettre en place des incitations fiscales pour toute la filière des biocarburants. Il importe, simultanément, d'accélérer le développement des différentes filières de biocarburants, au plan industriel comme au plan de la recherche où les applications s'appuyant sur la gazéification de la biomasse et les procédés enzymatiques de la production d'éthanol à partir de ligno-cellulose doivent être rapidement mises au point.

Le plan mobilisateur « Terres-Energie », dont les rapporteurs ont proposé l'adoption par l'Office, a pour objectif de permettre l'économie de 20 millions de tonnes à équivalent pétrole d'hydrocarbures en 2010.

Mme Michèle Rivasi, députée, après avoir exprimé sa satisfaction de voir l'Office présenter un rapport sur les énergies renouvelables, a insisté sur le fait que les actions en ce domaine devaient s'insérer dans une politique globale de maîtrise de l'énergie et qu'un organisme unique devrait être chargé de coordonner tous les aspects de cette politique.

Elle a regretté que l'accent n'ait pas été mis sur les possibilités de développement de l'énergie éolienne dans les îles. Elle a également critiqué l'insuffisance des incitations en faveur de l'équipement des bâtiments publics en capteurs photovoltaïques qui auraient dû jouer un rôle moteur dans le développement de cette source d'énergie.

Elle a enfin exprimé son accord avec les « plans mobilisateurs » suggérés par les rapporteurs.

M. Christian Bataille, député, a également insisté sur le rôle mobilisateur que devraient jouer les collectivités territoriales à travers l'équipement en énergies renouvelables des bâtiments publics et des habitats collectifs.

Il s'est inquiété des répercussions pour les consommateurs, des hausses de tarifs qui résulteront du prix d'achat obligatoire par EDF des énergies renouvelables.

Il a estimé que ce n'était pas aux consommateurs modestes, souvent déjà en difficultés financières, de supporter les efforts entrepris dans ce domaine, mais à la collectivité nationale toute entière à travers le budget.

M. Claude Gatignol, député, a estimé que les rapporteurs avaient eu raison de dégager clairement des priorités, car le problème du financement des nouvelles sources d'énergie est une question primordiale, qui ne doit pas entraîner de perte de compétitivité pour EDF. Il a également souhaité qu'une distinction très nette soit faite entre les énergies renouvelables raccordables aux réseaux d'électricité celles qui sont à usage purement domestique.

Après les réponses des rapporteurs, **le rapport a été adopté à l'unanimité des membres présents.**

GROUPE DE TRAVAIL ET PERSONNALITÉS AUDITIONNÉES

I.- Composition du groupe de travail

- **M. Jean-Marc AGATOR, Service des études économiques, Direction de la stratégie et de l'évaluation, CEA**
- **M. François CORNET, Institut de physique du globe de Paris, CNRS**
- **M. Édouard FABRE, Directeur de recherche au CNRS, Conseiller scientifique du Directeur du Département SPI**
- **M. Gérard GOMA, Directeur du Laboratoire des biotechnologies et des bioprocédés, CNRS**
- **M. Patrick JOURDE, Chargé de mission au CEA sur les énergies renouvelables, CEA-Cadarache**
- **M. Raymond LEBAN, Professeur au Conservatoire national des Arts et Métiers**
- **M. Pierre MATARASSO, CIRED-CNRS**
- **M. Christian NGÔ, Directeur scientifique, Direction de la recherche technologique du CEA**
- **M. Bernard SPINNER, Directeur de l'Institut des sciences et du génie des matériaux et des procédés (IMP) de Perpignan/Odeillo, CNRS**

II.- Liste des personnes auditionnées

■ GOUVERNEMENT

Ministère de l'Aménagement du territoire et Environnement

M. Yves COCHET Ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement

Ministère des Affaires étrangères, Ministère de la Coopération

M. Charles JOSSELIN Ministre délégué chargé de la coopération et de la francophonie

Secrétariat d'Etat à l'industrie

M. Christian PIERRET Secrétaire d'Etat à l'industrie

Secrétariat d'Etat à l'outre mer

M. Christian PAUL Secrétaire d'Etat à l'outre mer

■ COMMISSION EUROPÉENNE

M. Günther HANREICH Directeur pour les énergies nouvelles et la maîtrise de la demande, Direction générale Transports Énergie

■ MISSIONS DANS L'UNION EUROPÉENNE

Allemagne

Berlin

Michel BOIVIN Adjoint au Conseiller commercial

Philippe BRUNEL Conseiller commercial

Bonn

Dr. Von STACKELBERG Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Regierungsdirektor, Erneuerbare Energien,
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Gelsenkirchen

Dipl.-Ing. Daniel GOLDACK Sales Manager, Siemens & Shell Solar

Berlin

M. Hermann SCHEER Député au Bundestag

Magdebourg

Dipl.-Ing. Aloys WOBLEN Chairman ENERCON

Dipl.-Ing. Volker ZIEM Prokurist, Windgeneratorenfertigung, ENERCON

Berlin

Pr. Dr. Herbert PASCHEN Directeur du TAB

Dr. Winfried HORSTMANN Chef de la division Industrie, politique énergétique, télécommunications et services postaux, Chancellerie fédérale

M. BECKER Conseiller à la Chancellerie fédérale

M. JUNG Conseiller à la Chancellerie fédérale

Danemark - Copenhague

M. Jean-Pierre MASSET	Ambassadeur de France
M. Guy LOMBARD	Conseiller commercial à l'Ambassade de France
Mme Myriam NÉCHAD	Attachée scientifique de l'Ambassade de France à Copenhague
M. Dan JENSEN	Chef du Bureau de la politique de la recherche, ministère de la recherche et des technologies de l'information
M. Kai WORSAAE	Chef du Bureau des énergies renouvelables et de la recherche, Agence de l'énergie
M. Søren KROHN	Directeur de Vindmølleindustrien
Mme Hanne JERSILD	Consultante au Vindmølleindustrien
M. Jørgen KJEMS	Directeur général du RISØ
M. Erik LUNDTANG PETERSEN	Directeur du département de l'énergie éolienne du RISØ

Royaume-Uni

M. Michel BERNIER	Conseiller pour la science et la technologie
Mme Clélia MORALI	Conseiller commercial

OFGEM :

Mme Amanda McINTYRE	Head of Renewables and CHP, Social and Environmental Affairs
----------------------------	--

Parliamentary Office of Science and Technology

Professeur David COPE	Directeur
Gary KASS	Conseiller

Department of Trade and Industry :

John DODDRELL	Director, Sustainable Energy Policy
John BUCKLEY	Trade Promoter, Sustainable Energy Programmes
David IRVING	Head, International Section, Sustainable Energy Policy Unit
Dr Catherine MITCHELL	Performance and Innovation Unit, Cabinet Office

EDF Trading :

Francis HERVE	Chief Executive Officer
Philippe GIRARD	Ingénieur chef de projet, Certificats verts

■ **CONSEIL REGIONAL DE LA GUADELOUPE**

M. José MOUSTACHE	Conseiller régional, Maire d'Anse-Bertrand
M. Max FREDERIC	Directeur du cabinet de Mme Lucette MICHAUD-CHEVRY, Président de la région
M. Jean BOUSSARD	Directeur Environnement, Tourisme et Technologies innovantes
Mme Monique APAT	Adjointe au Directeur Environnement
Mme Odyle LECAILLE-ESPAIGNET	Service environnement, responsable du FRME
M. Frantz RAMASSAMI	Chef de service

■ **MINISTÈRES ET ADMINISTRATIONS**

Ministère de l'Aménagement du territoire et Environnement

M. Philippe HUBERT Conseiller technique énergie et sûreté nucléaire,
Cabinet
du ministre

Ministère des Affaires étrangères, Ministère de la Coopération

Mme Anne DUX Conseillère technique au cabinet du ministre
Mme Sabrina GUERARD Attachée parlementaire

Secrétariat d'Etat à l'Industrie

M. Dominique MAILLARD DGEMP
M. Christophe BAULINET DGEMP
M. Jean-Pierre LETEURTROIS Serure/Dgemp
Mme SCHWARZ Digec

Secrétariat d'Etat à l'outre mer

M. Jacques MOINEVILLE Conseiller technique au Cabinet du Secrétaire
d'Etat

Ministère de l'Agriculture

M. Jean-Didier LEVY Ingénieur général- CG-GREF
M. Eric MARQUETTE Direction technique, Office National des Forêts
M. Jean-Claude VIAL Sous-directeur de l'aménagement et de la gestion
de l'espace rural, ministère de l'agriculture et de
la pêche
M. Philippe GIRARD CIRAD-Forêt

Préfecture de la Guadeloupe

M. Jean-François CARENCO Préfet
M. Jean-François DELAGE Secrétaire général
M. Alain CARTON, Secrétaire général pour les affaires économiques
et régionales
M. Patrice LATRON Sous-préfet des Iles du Nord
M. Thierry LELAY Sous-préfet de Pointe-à-Pitre
M. Guy DESCOMBES Directeur départemental de l'Equipement

DATAR

M. Dominique PARTHENAY Conseiller du Délégué à l'aménagement du
territoire

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE

M. Thierry TROUVÉ Directeur des relations avec les producteurs

■ **ETABLISSEMENTS PUBLICS**

ANVAR

M. Christophe MARVILLET Anvar Marseille

ADEME – France Métropolitaine

M. Pierre RADANNE Président de l'ADEME
M. François DÉMARCQ Directeur général
M. Jean-Louis BAL Directeur adjoint du bâtiment et des énergies renouvelables
M. Philippe BEUTIN Chef du département énergies renouvelables
M. Maurice DOHY Chef du département valorisation non alimentaires des cultures et biomasse
M. Jean-Christophe POUET Département biomasse

ADEME - Guadeloupe

M. Guy SIMONNOT Délégué régional ADEME

AFD

M. Alain VIZZAVONA Directeur général adjoint
M. Marc-Antoine MARTIN Directeur adjoint du département politique et des études

■ **ENTREPRISES PUBLIQUES**

EDF

M. Jean-Pierre BOURDIER Directeur environnement
M. Denis HAAG Délégué à la régulation
M. Jean-Pierre CHÂTEAU Directeur des affaires publiques
M. Pierre BART Directeur de la production thermique et hydraulique,
M. Bernard MECLOT Directeur adjoint de l'environnement
M. Alain SCHMITT EDF
M. Michel BENARD EDF
M. Bertrand LE THIEC Relations avec les élus et le Parlement
Mme Christine MOUNAU-GUY Relations avec le Parlement
M. Philippe GIRARD Ingénieur, Chargé de mission
M. Patrick RAKO Chef d'agence Entreprises, EDF
M. Bruno CHEVET Chargé d'affaires EDF
M. Olivier GROSNIER Délégué régional d'EDF pour la Lorraine
M. Michel SAUTON Directeur du centre Cornouailles
M. Gérard GICQUEL Chef de groupe – GMSE
M. Gérard THOMAS Directeur

M. Christian POITOU Chef de service
M. Emmanuel CHAUVIN Chef de service

CDF Ingénierie

M. Jean-Paul ROLLIN Directeur de la division énergie, CdF Ingénierie

FACÉ – Fonds d’amortissement des charges d’électrification

M. Yves COËFFÉ Directeur
M. Jean-Claude FELDER Conseiller

RTE (Réseau de transport de l’électricité)

M. André MERLIN Directeur

■ **ORGANISMES DE RECHERCHE**

BRGM

M. Yves CARISTAN Directeur général
M. Christian FOUILLAC Directeur de la recherche

CEA

M. Pascal COLOMBANI Administrateur général
M. Thierry DAMERVAL Directeur de la stratégie et de l’évaluation
M. Christian DESMOULINS Directeur de la recherche technologique
M. Thierry DAMERVAL Directeur de la stratégie et de l’évaluation
Mme Anne FALANGA Directrice du programme nouvelles technologies de l’énergie
Mme Claire GIRY Conseillère au cabinet de l’administrateur général
M. Pierre TRÉFOURET Conseiller au cabinet de l’administrateur général
M. Jean THERME Directeur du CEA Grenoble
M. Philippe MALBRANCHE Chef du GENEC, CEA-Cadarache
Mme Carole SENTEIN CEA-LIST
M. Didier BLOCH Directeur de recherche

CNAM

M. Jean-François FAUVARQUE Professeur
M. Francis MEUNIER Professeur, Directeur de l’Institut français du froid

CNRS

M. Gérard MÉGIE Président
Mme Geneviève BERGER Directrice générale
M. Victor SANCHEZ Directeur scientifique du département des sciences de l’ingénieur
M. Jean-Pierre TRAISNEL Architecte, Professeur à l’Université Paris VIII
M. Bernard SPINNER Directeur, IMP-CNRS
M. Edouard FABRE Directeur de recherche, CNRS
Mme Françoise BUREL Directeur de recherche, CNRS
M. Christophe de GOUELLO CIRED
M. Frank NADAUD CIRED

M. Philippe GIRARD
M. Nicolas GARNIER
M. Patrick CRIQUI

CIRAD-Forêt
Conseiller technique
IEPE-CNRS

INRA

Mme Marion GUILLOU
M. Paul COLONNA

Directrice générale, INRA
Chef du département Transformation de produits végétaux

M. Jean-Claude SOURIE
M. Ghislain GOSSE

Directeur de recherche
Directeur de recherche

■ **ENTREPRISES**

ABB

M. Jean-Luc RAPHET
M. Brahim AMAR

Directeur de la stratégie et de la communication
Directeur de la production

ALSTOM

M. Robert MAHLER
M. Frédéric TRÉFOIS

Président d'Alstom France, Vice-président industrie et technologie d'Alstom
Conseiller du Président

APEX BP SOLARs

M. Arnaud MINES
M. Jean-Luc MAQUIABA

Directeur BP Solar
Directeur APEX BP Solar Caraïbes

Centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe) :

M. Michel DAVOÏD, Directeur

Centrale thermique du Moule (Guadeloupe)

M. Nicolas de FONTENAY Directeur

CD'LOCHO

M. William SABATIER Directeur commercial D'LOCHO

FRAMATOME

M. Jean-Daniel LEVI Directeur général
M. Jean-Guy DE MONTMORILLON Directeur général Jeumont Industrie

FULMEN –CEAC EGIDE

M. Patric LAILLIER Directeur

GIORDANO Industries

M. Pierre GUEDJ GIORDANO Industries

GSI (chauffe-eaux solaires)

M. Rémi BAZZE gérant, GSI (chauffe-eaux solaires)

PHOTOWATT INTERNATIONAL

M. Eric LABORDE

Directeur général

M. René DESSERIERES

Responsable Marketing et Produits

SAFT

Mme Anne de GUIBERT

Directrice de la recherche

SCITE (SIIF) cogénération

M. Roger DANIELOU

SCITE (SIIF) cogénération

SOLELEC

M. Alain VIAL-COLLET

Directeur SOLELEC

SOLARINOX (chauffe-eaux solaires)

M. Patrice KIRACE

Solarinox (chauffe-eaux solaires)

SUEZ

M. Frédéric HUG

Directeur de la recherche, Elyo

M. Jean-Marc SOUVRE

Elyo

M. Jean-Pierre LEMMENS

Manager Enr, Electrabel

Mme Valérie ALAIN

Directrice Communication

SUNTECH

M. Joël MARTIAL

Directeur SUNTECH

TECSOL

M. André JOFFRE

Directeur

M. Philippe BLEUZÉ

Chef de projet - Guadeloupe

TOTALFINAELF, Total Energie

M. Patrice BRÈS

Directeur des énergies renouvelables

M. Hervé LATOUCHE

Directeur marketing, Total Energie

VIVENDI ENVIRONNEMENT

M. Jean-Pierre TARDIEU

Conseiller du Président

Mme SUARD-FIORAVANTE

Responsable des relations institutionnelles

M. Jean-Claude BONCORPS

Directeur, Dalkia

M. Eric LESUEUR

Directeur des relations institutionnelles, Dalkia

VERGNET

M. Marc VERGNET

Président directeur général

M. Jérôme BILLEREY

Directeur général éolien

VERGNET Caraïbes

M. Didier BOUREAUD

Directeur VERGNET Caraïbes

M. Serge DEROTUS

Ingénieur VERGNET\$

■ ASSOCIATIONS

AMORCE

M. Alain CABANES
M. Nicolas GARNIER

Directeur
Conseiller technique

CLER

M. Jean-Pierre TRILLET

Délégué général du CLER (Comité de Liaison
Energies Renouvelables)

Observ-ER

M. Alain LIEBARD
M. CIVEL

Président d'Observ'ER
Président de la Fondation Energies pour le Monde

Syndicat des énergies renouvelables

M. Philippe CHARTIER
M. Erik GUIGNARD

Chargé de mission
Délégué général

Compte rendu intégral de l'audition publique du 8 novembre 2001

**LES ENERGIES RENOUVELABLES : QUE PEUT-ON EN ATTENDRE ?
COMMENT EN SOUTENIR LE DEVELOPPEMENT ?**

M. Jean-Yves LE DÉAUT, Président de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Rapporteur

M. le Ministre, Mesdames, Messieurs, Mes chers Collègues, j'ai le plaisir de vous accueillir pour cette audition publique que M. Claude BIRRAUX et moi-même organisons dans le cadre de la préparation du rapport sur les énergies renouvelables, rapport que l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques nous a confié et que nous lui soumettrons le 14 novembre prochain.

Je vous remercie, M le Ministre, d'avoir accepté notre invitation. Avant de vous donner la parole, je voudrais remercier publiquement les membres du Comité de Pilotage que nous avons constitué et qui nous a aidé tout au long de notre travail, je vais les citer :

- M. Jean-Marc AGATOR, du Service des études économiques à la Direction de la Stratégie et de l'Évaluation du CEA

- M. Édouard FABRE, directeur de recherche au CNRS, conseiller scientifique du directeur du Département Sciences pour l'Ingénieur au CNRS

- M. Gérard GOMA, directeur du Laboratoire de biotechnologie et de bio-procédés du CNRS à Toulouse

- M. Patrick JOURDE, chargé de mission au CEA sur les énergies renouvelables qui est à Cadarache

- M. Raymond LEBAN, professeur au Conservatoire national des arts et métiers

- M. Pierre MATARASSO, du CIRED-CNRS

- M. Christian NGÔ, directeur scientifique à la Direction de la Recherche technologique du CEA

- M. Bernard SPINNER, directeur de l'Institut des Sciences du Génie des matériaux et procédés de Perpignan ;

- M. François CORNET, Institut de physique du globe de Paris, CNRS

Entourés de leurs précieux conseils, nous avons auditionné cent quatre-vingt-dix chercheurs, responsables d'entreprise, d'administration et effectué plusieurs déplacements à l'étranger en Allemagne, au Danemark, au Royaume-Uni ainsi qu'en France et notamment dans un département d'Outre-mer, la Guadeloupe.

M. Claude BIRRAUX

M. le Ministre, M. le Président, je voudrais également remercier nos experts pour le travail considérable effectué à nos côtés, pour leur très grande ouverture intellectuelle et leur disponibilité de tous les instants vis-à-vis de la représentation nationale. Cela devait être dit publiquement. Je voudrais également préciser que cette audition publique sera composée de deux tables rondes, la première consacrée à la contribution potentielle des énergies renouvelables au bilan énergétique et au développement industriel de la France, et la deuxième aux mécanismes de soutien au développement des ces nouvelles sources d'énergie. Avant de commencer la première table ronde, M. Christian PIERRET, Secrétaire d'Etat à l'industrie, nous fait l'honneur de nous présenter la politique du Gouvernement sur les énergies renouvelables, non seulement sur le thème de leur apport à l'approvisionnement de la France en énergie mais aussi sur celui des mécanismes de soutien utilisés pour favoriser leur développement. M. le Ministre vous avez la parole.

M. Christian PIERRET, Secrétaire d'état à l'industrie

Je voudrais saluer M. l'Administrateur général du CEA, M. le Directeur général des énergies et matières premières, Mesdames et Messieurs les directeurs qui sont ici, les experts dont, pour beaucoup d'entre eux, j'ai déjà pu apprécier la qualité du travail, et je voudrais saluer vous toutes et vous tous, Mesdames et Messieurs.

C'est avec plaisir, en tant qu'ardent partisan de ces formes d'énergie – les énergies nouvelles renouvelables – que je viens ici pour tracer les perspectives que le Gouvernement entend situer comme une perspective essentielle de sa politique énergétique : le développement des énergies nouvelles renouvelables.

Que peut-on en attendre ?

Pour moi, beaucoup, beaucoup.

Comment en soutenir le développement ?

Je vais démontrer que l'éventail du soutien aux énergies renouvelables est très vaste.

Les énergies renouvelables sont, à notre avis, une composante essentielle de la politique énergétique car elle présente une contribution significative au mix énergétique national.

Je rappelle souvent qu'avec 27,5 millions de tonnes équivalent pétrole, la France est le premier producteur européen d'énergies renouvelables.

Elles représentent 11 % de notre consommation énergétique, 22 % de notre production.

Et au risque de surprendre, elles se situent ainsi loin devant notre production d'hydrocarbures dont la contribution inexorablement décroissante était à un peu moins de 6 millions de tonnes équivalent pétrole en 2000.

Elle contribue d'autre part à la sécurité de nos approvisionnements énergétiques.

Elle ouvre l'éventail des options énergétiques possibles en allégeant d'autant une facture énergétique.

L'énergie est évidemment décisive dans la capacité compétitive de notre pays.

Les récents événements internationaux en effet, les variations du prix du pétrole et du gaz, le doublement de cette facture - 155 milliards F en l'an 2000 - sont autant d'éléments qui rappellent à quel point ce concept de sécurité d'approvisionnement énergétique est central dans toute politique énergétique alors même

que j'entends - peut-être même à l'Assemblée Nationale – critiquer ce concept d'indépendance et de développement autonome de l'énergie.

En termes d'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et elles émettent peu ou pas de polluants atmosphériques.

En termes d'aménagement du territoire, elles conduisent à l'un des thèmes nouveaux d'une politique énergétique, la décentralisation de celle-ci, la répartition de la production d'énergie sur l'ensemble du territoire.

Enfin, elles sont, toujours en termes d'aménagement de notre pays, deux fois plus intensives en emplois que les systèmes classiques.

Dès 1997, ce Gouvernement s'est résolument engagé en faveur de ces types d'énergie.

Notre stratégie est une stratégie énergétique et industrielle.

➤ *Fixer une direction*

Le rôle de l'État est toujours de regarder loin devant, de fixer des objectifs de long terme.

J'ai l'immense privilège et le grand plaisir d'avoir, sous ma présidence du Conseil européen Énergie l'an dernier, c'était en décembre, obtenu l'accord - au départ sincèrement difficile, aujourd'hui acquis - de mes collègues européens Ministres de l'énergie, sur un projet de directive relative à la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Cette directive adoptée invite chaque État membre à se fixer un objectif pour 2010, un objectif élevé, tendu, difficile, mais qui est un véritable objectif de Politique énergétique commune.

J'ai d'ores et déjà annoncé au nom du Gouvernement que, en 2010, la France s'engageait à produire 21% de l'électricité qu'elle consomme par les filières renouvelables.

J'ai de même fixé en juin dernier, à l'occasion du troisième colloque du Syndicat des énergies renouvelables, un objectif global pour celles-ci - objectif électrique et thermique - qui devra satisfaire dans une décennie 15 % de notre consommation finale d'énergie.

Ces objectifs sont, je crois, réalistes mais ambitieux et tendus pour nous aussi.

Pour les atteindre, nous devons adopter un comportement sobre pour infléchir le rythme de nos consommations, et devons également changer radicalement d'échelle dans la production d'énergie et de nos ressources énergétiques renouvelables.

Il faut tracer la perspective qui incombe à l'état pour le long terme.

➤ *Mobiliser des moyens suffisants*

Il faut rendre accessibles ces moyens et ces objectifs ambitieux.

Pour ce faire, le Gouvernement met à la disposition de tous les opérateurs des moyens à la hauteur de l'enjeu.

En premier lieu, le budget confié à l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) pour ses actions énergétiques, qui était de 10 M€ en 1997 approchera 200 M€ en 2001. Dans le même temps, l'ADEME a été autorisée à recruter deux cents agents supplémentaires.

Les relations entre l'Agence et l'État ont été renouvelées et reposent désormais sur un véritable contrat de plan signé en juin dernier. Certains critiques disaient d'ailleurs que l'ADEME avait bien besoin d'un contrat de plan pour fixer des lignes directrices d'intervention.

L'ADEME et les régions associées à travers les contrats de plan État-régions, consacrent aujourd'hui – le chiffre est très beau – 100 M€ par an à des actions de soutien direct aux énergies renouvelables thermiques comme le plan bois combustible ou le plan soleil thermique par exemple.

L'ADEME déploie également 20 M€ par an dans des actions de recherche et développement pour les filières et les procédés encore trop éloignés de la compétitivité.

Nous ne sommes pas toujours très compétitifs en termes de prix ou de coût de production puisque nous sommes en phase de démarrage d'une industrie qui évidemment n'a pas encore les mêmes économies d'échelle et de rendements que les productions énergétiques existant depuis longtemps.

En second lieu, nous nous sommes attachés à mettre en place un régime fiscal – autre moyen décisif d'une véritable politique d'énergie – favorable aux énergies renouvelables.

Pour les particuliers, un mécanisme de crédit d'impôt et l'application d'un taux réduit de TVA se conjuguent pour réduire de 15 % - et dans certaines conditions même de 30 % - le coût d'acquisition des appareils de production d'énergie renouvelable ou du bois combustible.

Pour les entreprises, un régime très avantageux continue de prévaloir pour les investissements dans les départements d'Outre-mer.

Les investissements en ENR peuvent bénéficier de la procédure d'amortissement exceptionnelle sur un an. C'est probablement la facilité fiscale la plus intéressante lorsqu'on sait le rôle que joue, sur l'intensité d'investissement, le système fiscal d'amortissement.

La loi du 10 février 2000 dite loi PIERRET sur le Service public de l'électricité, a institué un système d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable à un tarif qui tient compte des objectifs de développement de chaque filière.

Cela me vaut des critiques, on me demande pourquoi je fais acheter à 55 cF le kilowatt/heure éolien ce que je produis à 18 avec le nucléaire. C'est tout simplement parce qu'il y a une volonté politique entre les deux de favoriser l'émergence d'une véritable industrie et d'une véritable production.

Le tarif éolien, publié le 22 juin 2001 illustre bien l'approche retenue par le gouvernement.

Les conditions tarifaires sont en effet incitatives, avec un tarif ajusté en fonction de la qualité intrinsèque du site qui assure une juste rentabilité pour les installations. D'autre part ces conditions tarifaires sont équilibrées pour limiter l'effort de la collectivité qui supporte in fine les surcoûts engendrés.

Au-delà d'une première tranche de 1500 MW, une diminution d'environ 10 % est appliquée au tarif ainsi que chaque année, une baisse des tarifs en francs constants de 3,3 % correspondant aux progrès attendus de la filière.

Ce système est très mobilisateur car il exige de la filière des efforts et ne l'installe pas dans la paresse des situations acquises et des droits ou des tarifs acquis confortables. Il faut que tous les ans elle se pose des questions et se remette en cause pour être toujours plus compétitive.

Ces conditions tarifaires représentent un effort très important de la collectivité en contrepartie duquel le gouvernement attend un véritable démarrage de la filière tant pour la partie manufacturière - les éoliennes, les composants – que pour la conception et l'exploitation des projets.

La profession est prête et le retour d'expérience du programme Eole 2005 favorisera le développement de la filière.

Pour la biomasse qui à l'horizon 2010 devrait être la principale contributrice avec l'éolien à l'accroissement de la part renouvelable dans la consommation d'électricité, les réflexions sont encore en cours.

J'ai annoncé le 6 décembre dernier les tarifs qui seront appliqués à la petite hydroélectricité d'une part et à l'électricité issue de l'incinération des déchets ménagers d'autre part, deux filières désormais considérées comme mûres.

Pour cette filière hautement symbolique qu'est le photovoltaïque raccordé au réseau, un compromis a été trouvé avec la profession autour d'un tarif qui peut paraître très élevé mais qui est là aussi la condition du démarrage.

Ce tarif est de 2 F/kWh dans les DOM et la Corse et de 1 F/kWh sur le continent et il est couplé avec des subventions de l'ADEME.

Ces conditions devraient permettre à notre pays de faire bonne figure dans cette filière.

Je rappelle enfin que si les capacités installées s'écartaient des objectifs définis par le gouvernement dans le cadre de ce que nous appelons la programmation pluriannuelle des investissements dans la loi du 10 février 2000, des appels d'offres pourraient être organisés pour combler un éventuel retard.

➤ *Sensibiliser tous les acteurs*

Le succès d'une politique repose enfin sur le passage à l'acte des élus et des citoyens.

Nous devons faire un très gros effort de sensibilisation aux enjeux pour orienter favorablement leurs décisions particulières et collectives au profit des énergies renouvelables.

Pour les élus, c'est en particulier l'objet du schéma de service collectif de l'énergie que nous avons adopté il y a peu de temps, qui vise à faciliter et à valoriser la contribution des collectivités territoriales à la politique de l'énergie et au développement durable du territoire.

A cet égard nous avons organisé il y a quelque mois une très ample concertation au niveau local dans tout le pays, dans le cadre des travaux préparatoires à l'élaboration de ce schéma.

A cette occasion, nous avons montré comment les régions sont sincèrement attachées à développer et à valoriser au mieux leurs ressources en ENR.

Par ailleurs un certain nombre d'initiatives ont été prises pour faire connaître les qualités réelles des systèmes modernes de production et de l'utilisation des énergies renouvelables.

De cette manière chacun pourra s'en équiper ou soutenir au niveau local l'implantation de nouveaux moyens de production notamment dans ce qui est tout de suite accessible, comme la petite énergie hydraulique et l'éolien.

Du 14 au 20 mai 2001, j'ai organisé les premières Journées de l'Énergie centrées sur les ENR dans toute la France qui ont eu un très large succès.

En second lieu, le programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique que nous avons présenté le 6 décembre dernier à la demande du Premier Ministre, prévoit un certain nombre d'actions de communication nationale et locale et notamment la mise en place d'un réseau de proximité d'information.

Sous l'égide de l'Agence de l'Environnement, une centaine de points *Info Énergie* doit être mise en place et dotée de moyens de diffusion de l'information et d'éducation de la population avant la fin de l'année 2001.

En conclusion, je dirai que je suis convaincu que la stratégie que je viens de décrire, est la mieux à même d'assurer le développement de ce type d'énergie.

Le gouvernement a démontré sa volonté politique sur ce sujet en fixant le cap et en apportant de manière pérenne des moyens de réaliser ces objectifs.

Le succès maintenant repose sur la foultitude d'expériences et d'initiatives individuelles qui doivent être prises au plus près du terrain, de manière décentralisée par les porteurs de projets, par les élus et par les citoyens.

Ces derniers ont un rôle décisif à jouer et il nous appartient de leur démontrer la voie à suivre.

C'est ce passage à l'acte, au niveau local, qu'il convient de favoriser en assurant une information et une sensibilisation encore aujourd'hui un peu embryonnaires.

Je suis persuadé que la dynamique ainsi créée va nous permettre d'atteindre les objectifs qu'encore une fois nous nous sommes fixés avec ambition et pour lesquels, si j'employais un mot un peu vigoureux, je dirai que le gouvernement sera intraitable.

Le ministre en charge de l'énergie est un ministre qui est un militant des énergies nouvelles renouvelables.

M. Claude BIRRAUX

Je vous propose de passer la parole à M. HANREICH, directeur pour les énergies nouvelles et la maîtrise de la demande à la Direction Transports énergie à la Commission européenne afin qu'il nous donne en huit minutes l'essentiel de son action.

M. Günther HANREICH, Directeur pour les énergies nouvelles et la maîtrise de la demande, Direction générale Transports Énergie, Commission européenne

La politique européenne pour le secteur des énergies renouvelables a été clairement définie dans le Livre blanc pour les énergies renouvelables adopté en novembre 1997.

Cette politique fixait l'ambitieux objectif de doubler la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute de l'Union européenne, c'est-à-dire de passer de 6 % en 1997 à 12 % en 2010.

Le Livre blanc fixe aussi des objectifs sectoriels. Il faut ainsi agir avec force pour réaliser la croissance nécessaire dans tous les secteurs, particulièrement dans celui de la biomasse mentionné par M. le Ministre.

Ce secteur qui a une contribution de plus de 60 %, est très important dans tous les pays européens, il ne progresse cependant pas suffisamment rapidement.

Par ailleurs certains secteurs d'énergie renouvelable progressent plus vite que prévu.

L'énergie dont la croissance s'est avérée la plus rapide, est l'énergie éolienne avec un taux annuel de croissance de 55 %. Le but de 10 GW de puissance éolienne pour 2003 a été dépassé avec trois ans d'avance. L'industrie éolienne vise maintenant 60 GW pour 2010, ce qui dépassera l'objectif du Livre blanc de 50 %.

Ce bon résultat est enregistré grâce au bon développement des marchés dans quelques États membres.

Avec 70 MW installés la France ne représente aujourd'hui que 0,5 % de la puissance éolienne européenne. Suite au nouvel arrêté fixant des conditions très favorables pour les éoliennes en France, une croissance rapide devrait être facilitée.

Étant donné la relative jeunesse des énergies renouvelables sur le marché, un cadre législatif et économique bien ciblé est nécessaire pour encourager un développement rapide du marché.

De plus la démonstration et la promotion sont indispensables pour accroître la confiance des investisseurs.

Les technologies relatives aux énergies renouvelables gagnent en maturité mais leurs coûts restent encore trop élevés et ne sont pas encore compétitifs. Par conséquent tant que les coûts externes liés à l'utilisation des combustibles fossiles resteront cachés, il sera difficile pendant encore quelque temps, de persuader les consommateurs d'acheter une énergie qui apparaît comme plus chère.

La Commission a récemment adopté de nouvelles lignes directrices sur les aides de l'état relatives à la protection de l'environnement précisant les conditions dans lesquelles une aide d'état verte est compatible avec le marché.

Ces nouvelles lignes directrices offrent désormais aux États membres plusieurs nouvelles possibilités d'aider les énergies renouvelables en conformité avec les règles régissant les aides d'état.

Ces lignes directrices permettent des solutions transitoires jusqu'à ce que le problème complexe de l'internalisation du coût externe soit résolue.

Comme M. le Ministre l'a expliqué, la nouvelle directive relative à la promotion de l'électricité à partir des sources d'énergie renouvelable a finalement été approuvée par le Parlement européen et le Conseil le 27 septembre 2001.

Cette directive fixe un cadre légal pour le développement futur du marché d'électricité d'origine renouvelable dans les États membres.

La nouvelle directive s'abstient de proposer un mécanisme de soutien harmonisé au niveau de la Communauté, pour l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Néanmoins la Commission devra le faire dans les quatre ans si nécessaire en prenant en compte les expériences acquises par les États membres avec les différents mécanismes d'aide.

La directive oblige en plus les États membres à garantir l'accès au réseau d'électricité verte, à émettre des certificats d'origine et à garantir que les coûts de connexion de nouveaux producteurs et du transport d'électricité soient transparents et non discriminatoires.

Mais la directive sur l'électricité renouvelable n'est pas la seule initiative législative de la Commission dans ce secteur.

Les récentes propositions de directives concernant l'efficacité énergétique des bâtiments traitent aussi de la production décentralisée à partir d'énergie renouvelable dans les bâtiments.

La Commission a adopté hier un paquet législatif sur les biocarburants. Les États membres devront prendre des mesures pour accroître le pourcentage des biocarburants à partir de 2005.

L'ensemble législatif comporte un cadre pour les incidences fiscales.

La Commission envisage de présenter aussi au cours du premier semestre de l'an prochain, une directive sur la cogénération qui comprend la cogénération à partir des énergies renouvelables.

Le Fonds européen de développement régional (FEDER) qui a été adopté dans le cadre de l'agenda 2000 devra favoriser le développement de sources d'énergie renouvelables.

Dans les récentes lignes directrices du fonds structurel, les énergies renouvelables sont également mises en évidence comme une priorité stratégique.

Il a été demandé aux États membres de garantir qu'au moins 12 % du budget total des sous-programmes relatifs à l'énergie soient affectés aux énergies renouvelables. Il devrait en résulter un investissement régional d'environ 500 M€ pour les années 2000-2003 en ce qui concerne les énergies renouvelables.

La Commission soutient la recherche, le développement et la démonstration des technologies relatives aux énergies renouvelables depuis plus de vingt ans.

Un nouveau programme cadre de recherche et développement pour la période 2003-2007 est en cours de finalisation.

Une grande priorité sera donnée à la démonstration des technologies énergétiques à faible coût ayant le potentiel de contribuer substantiellement aux objectifs communautaires récemment acceptés.

Un soutien pour éliminer les barrières non technologiques au marché européen des énergies renouvelables est disponible à travers les programmes Altener et Safe. Ces programmes concernent des campagnes de marketing, des programmes pour les installations et une large gamme d'études et d'analyses.

Un nouveau programme cadre appelé *Énergie intelligente pour l'Europe* pour la période 2003-2007 sera proposé par la Commission à la fin de l'année. Il inclut une dimension de transport et une dimension internationale comme nouveaux éléments.

La Commission a dès lors établi une politique globale pour les ENR et plus récemment, elle a mis sur pied un ensemble de nouvelles initiatives législatives en combinant objectifs, obligations et mécanismes de soutien financier.

Nous espérons ainsi que les États membres prendront des initiatives nationales complémentaires qui encourageront les investisseurs et les consommateurs en vue d'atteindre nos objectifs à l'horizon 2010.

M. Claude BIRRAUX

Merci M. HANREICH en particulier d'avoir répondu dans votre exposé à la question que je me posais depuis que nous avons entrepris ce travail sur les mécanismes de subvention.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Le Ministre de l'Environnement Yves COCHET qui devait être parmi nous, est à Marrakech pour traiter d'importants problèmes d'environnement. Il est représenté aujourd'hui par M. Philippe HUBERT.

M. Philippe HUBERT, Conseiller technique énergie et sûreté nucléaire, cabinet de M. Yves COCHET, Ministre de l'aménagement du territoire et environnement

La première table ronde porte sur la contribution des énergies renouvelables au bilan énergétique et à la croissance économique.

Avant de parler d'énergie, je crois qu'il faut parler de temps et de durée. J'ai l'impression qu'une grande partie des erreurs, des difficultés à maîtriser la politique énergétique est un problème avec le temps.

Les gros équipements durent de trente à cinquante ans. Les réseaux de transport, que ce soit le transport routier ou le transport d'électricité, évoluent très lentement.

Le parc de logements qui est une source de consommation importante ne se renouvelle que de 1 % par an.

L'innovation technologique elle-même a ses rythmes qui sont assez lents. Ils sont d'une dizaine d'années pour aller de l'idée au laboratoire, d'une autre dizaine d'années pour aller du laboratoire au prototype, d'une autre dizaine d'années encore pour aller du prototype au passage industriel.

Tout ceci fait que lorsqu'on raisonne et qu'on veut parler de projection, qu'on veut développer des systèmes, il faut raisonner à long terme sans parler évidemment des aspects culturels dans la mesure où les mentalités ne changent parfois pas beaucoup plus vite que les systèmes.

Nous sommes à un moment privilégié car depuis quatre ou cinq ans, il y a eu un travail intensif de préparation d'un certain nombre de plans, de projets, de programmes dont on vous a parlé.

Nous avons devant nous une date avec des objectifs précis qui sont le pourcentage de renouvelable dans l'électricité, les 21 % et les objectifs de Kyoto à savoir réduire de 16 mégatonnes d'équivalent carbone les émissions de gaz à effet de serre par rapport à la tendance que l'on pouvait supposer.

Il faut d'abord parler des économies d'énergie dont le gisement existe et est important.

Les secteurs résidentiel et tertiaire seront les premiers axes d'efforts.

Le deuxième axe d'efforts c'est évidemment de développer les énergies maîtrisées comme l'éolien.

C'est essentiellement pour l'électricité qu'un travail important a été fait. Dans le cadre de la préparation de la programmation pluriannuelle, un travail a permis de déterminer quelles pourraient être les contributions des différentes formes d'énergie et des différentes sources.

Il reste cependant encore des flous, comme la part de l'éolien par rapport à la micro-hydraulique.

Nous sommes avec des ordres de grandeur qui se stabilisent, 4 à 8 TW/h en micro-hydraulique.

Tout ceci fait qu'à l'horizon 2010, nous abordons un système énergétique dans lequel nous avons changé d'échelle, dans lequel les énergies renouvelables ont une part relativement importante.

Lorsque l'on aborde ces techniques comme des techniques industrielles, lorsque l'on a enfin la volonté de faire quelque chose, on arrive à des projets plus concrets qui devraient nous permettre de tenir nos engagements.

Ces engagements sont impératifs, M. le Ministre chargé de l'industrie sera intraitable, mais je crois qu'il ne faut pas oublier que ce sont d'abord des opportunités et des objectifs qui méritent d'être respectés, en particulier en terme d'effet de serre.

C'est la première fois qu'en France on construit une partie de la politique énergétique avec l'implication de très nombreux acteurs à tous les niveaux.

Ce travail sur 2010 doit être prolongé et poursuivi au-delà de cette date.

C'est déjà un défi d'alimenter les réseaux avec de nouvelles sources. C'est un autre défi de faire changer les comportements dans le résidentiel et le tertiaire, les comportements dans les transports, défi auquel nous devons nous attaquer maintenant.

M. François DEMARCQ, Directeur général, ADEME

Je voudrais rappeler comme propos liminaire, la grande variété des énergies renouvelables.

Je crois qu'en matière d'énergie renouvelable il faut d'abord se garder d'avoir un discours trop généraliste que l'on souhaiterait appliquer à toute sorte d'énergie renouvelable. En réalité, nous avons affaire à des filières industrielles, des filières technologiques, des questions d'approvisionnement, des acteurs qui peuvent être extrêmement variables.

Nous avons des degrés de maturité des technologies extrêmement différents, des champs d'applications assez différents. Je souhaite en particulier mentionner une dichotomie entre la chaleur d'un côté l'électricité de l'autre.

Comme la directive sur l'électricité vient de sortir, les débats sont focalisés sur le côté électrique.

N'oublions pas que la contribution aujourd'hui des énergies renouvelables au bilan énergétique de la France est pour une part non négligeable le bois.

La France est la première forêt d'Europe. Elle fait 15 millions d'hectares et on en extrait 40 millions de mètres cubes de bois par an. Elle est sous-exploitée mais produit tout de même 10 millions de tonnes équivalent pétrole qui sont à comparer aux 240 millions de tonnes équivalent pétrole que représente la consommation totale d'énergie primaire.

Bien que de moins en moins de personnes habitent à la campagne, le bois reste une source d'énergie tout à fait primordiale.

D'autre part, l'électricité aujourd'hui est très dominée par la grande hydraulique.

La dichotomie entre chaleur et électricité se situera à différents niveaux, dans les modes d'intervention des pouvoirs publics.

Actuellement, la production d'électricité passe par un grand réseau interconnecté et les problèmes se situent au niveau de l'accès au réseau.

En matière de production de chaleur, les acteurs économiques sont extrêmement dispersés.

Si on regarde les grandes décisions qui attendent notre pays dans les semaines, les mois et peut-être les années qui viennent, nous avons évidemment le volet électrique qui est extrêmement dominant avec la directive européenne pour la production électrique qui fixe un objectif de 21 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation à l'horizon 2010 à comparer aux 15 % sur la consommation actuelle.

Pour l'essentiel, je crois, nous pouvons retenir en premier qu'elle autorise les États à mettre en place leur propre système d'aide.

La Commission - M. HANREICH l'a rappelé – a renoncé à harmoniser les systèmes d'aide et laisse à chaque État le choix de son système d'aide.

Ce n'est pas le cas pour la chaleur qui mériterait en effet des soutiens analogues.

Je voudrais rappeler que trois modes de soutien traditionnel émergent :

En premier lieu, les arrêtés tarifaires ont été maintenant fixés.

Dans la mesure où la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité ne serait pas respectée, le gouvernement mettra en œuvre des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités.

Tout ce qui en principe vient au-delà de 12 MW échappe au tarif et rentre dans la mécanique d'appels d'offres.

La troisième formule dont nous n'avons pas l'expérience en France et qui n'est pas vraiment dans notre culture, est celle des certificats verts, pratiquée dans un certain nombre de pays comme les Pays-Bas.

Dans la programmation pluriannuelle des investissements, un aspect extrêmement important à étudier concerne la place de la biomasse.

Le Livre blanc de 1997 laisse une place très importante à la biomasse.

Pour la production électrique, les conditions de compétitivité de la biomasse sont extrêmement contraignantes. L'ADEME estime qu'à égalité tarifaire (de 45 ou 50 cF le kilowatt/heure), la biomasse peut arriver à produire 6 TW/h en additionnant le biogaz de décharge, le biogaz à partir de traitement de déchets organiques liquides comme les boues de station d'épuration, de déchets liquides ou pâteux de l'industrie agro-alimentaire, de déchets ménagers dont une petite partie pourrait probablement, dans les prochaines années être traités par méthanisation.

A l'horizon 2010, il faut vraiment essayer d'exploiter tous les gisements à une hauteur de 45 ou 50 cF le kilowatt/heure, tarif qui est à peu près à la hauteur du tarif de l'éolien.

Je vous rappelle que la méthanisation est une voie alternative au compostage qui, somme toute, est tout aussi valable au point de vue agronomique et au point de vue de la valorisation des déchets.

Si la totalité de la biomasse atteint 6 TW/h, l'éolien est donc la variable de bouclage.

Je voudrais insister sur les décisions à prendre dans la programmation pluriannuelle des investissements et qui seront déterminantes pour la biomasse.

Il nous semble que la fixation d'un tarif suffisamment rémunérateur pour faire démarrer des projets en matière de biomasse doit être faite aujourd'hui. Ce serait la première étape car de nombreux projets de biomasse seront en effet de petits voire de tous petits projets.

Au point de vue thermique, les décisions sont peut-être un tout petit peu moins immédiates.

Il me semble qu'en tout état de cause en ce qui concerne le bois, la priorité sera donnée au thermique. La valorisation énergétique du bois par d'autres voies que la combustion, n'est pas encore au point.

La gazéification du bois est certainement un sujet d'avenir en termes industriels mais pour après 2010.

Aujourd'hui, nous ne savons pas faire autre chose que brûler le bois pour produire de la vapeur et si avec cela nous voulons faire de l'électricité, le rendement du cycle n'est pas très bon. Nous sommes donc

obligés de considérer que des projets de bioélectricité à partir de bois ne se feront pas sans valorisation de la chaleur.

Par définition nous serons dans des projets de cogénération qui seront viabilisés par les besoins de chaleur, par les gisements de bois disponibles aux alentours et par la compétition sur les usages de ce bois de trituration, le bois déchiqueté, avec la papeterie, avec les panneaux de particules.

M. Claude BIRRAUX

Pouvez-vous nous donner deux ou trois chiffres sur ce que vous faites pour soutenir le développement des énergies renouvelables ?

M. François DEMARCQ

En autorisation de programmes, nous avons inscrit au budget de l'année 2001 pour les énergies renouvelables, un montant de 384 MF qui s'ajoutent à des budgets sur l'utilisation rationnelle de l'énergie et sur la maîtrise de l'énergie dans les transports.

C'est un des budgets qui marche le mieux dans l'agence. De nombreux projets se développent sur le territoire par exemple dans le photovoltaïque et le bois d'énergie.

Sur ces 384 MF, il y a 137 MF pour la recherche, un effort tout à fait considérable est orienté vers le photovoltaïque en couches minces, le très grand éolien pour l'offshore, la géothermie profonde.

L'ADEME soutient aussi l'industrie afin de permettre aux entreprises françaises de rester compétitives.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

La question posée dans cette première table ronde est la contribution des énergies renouvelables au bilan énergétique et à la croissance économique.

En ce qui concerne la partie électricité, notre consommation est aujourd'hui de 450 TW/h. Dans une hypothèse de croissance très faible, nous évaluons la croissance de notre consommation à 1,2 % par an et notre demande de consommation intérieure d'électricité à 550 TW/h en 2010.

Aujourd'hui – et M. le Ministre vient d'en parler – la part de l'énergie renouvelable est de 77 TW/h dont le grand hydraulique qui représente 73,6 TW/h.

Ceci veut dire que 3,5 TW/h sont réellement dus aux énergies renouvelables, 3,5 TW/h sur 450.

En 2010, nous avons l'objectif d'arriver à 22 % - c'est notre engagement européen soit 110 TW/h. Il faut donc augmenter de 40 TW/h.

Sommes-nous capables de faire 40 TW/h supplémentaires ?

J'entends parler de 7 TW/h maximum sur la biomasse, l'éolien va se développer, mais les problèmes de raccordement au réseau, les problèmes de schémas départementaux et d'implantation anarchique existent actuellement.

Arriverons-nous donc à plus de 40 TW/h en électricité ?

Si nous n'y arrivons pas, il faudra accroître notre production d'énergie par d'autres formes que les énergies renouvelables.

Aujourd'hui une idée fautive est en train de circuler à savoir que les énergies renouvelables vont se substituer à d'autres énergies.

Ceci veut dire que dans l'état actuel d'une croissance faible en demande d'énergie, nous aurons besoin des énergies renouvelables et de les développer très fortement ce qui, je crois, est le souhait de tous.

D'autre part, comment fait-on pour développer davantage les efforts de recherche ?

Un autre point porte sur le résidentiel tertiaire et le chauffage.

On a quand même l'impression qu'aujourd'hui et par rapport à d'autres pays que peu d'efforts sont faits en ce sens.

Vous venez d'ailleurs de dire M. DEMARCQ qu'il faudrait développer le solaire tertiaire et les énergies renouvelables dans d'autres domaines de production d'électricité.

Je viens d'apprendre avec joie qu'au niveau européen, il y a un désir de développer la biomasse et les biocarburants. Je crois que c'est une des pistes qu'il faut explorer au niveau du transport.

En regardant le graphique, vous voyez la courbe de l'augmentation de la demande d'énergie finale, l'augmentation est très forte dans le domaine du résidentiel tertiaire, forte dans les transports alors que l'industrie reste stable.

Pensez-vous que nous pourrions faire plus en énergies renouvelables ? Comment fait-on pour économiser l'énergie dans les domaines du résidentiel tertiaire et les transports ? Comment met-on en place une politique volontariste d'économie d'énergie ?

M. François DEMARCQ

Vous avez cité le chiffre de plus 40 TW/h d'électricité qui devrait être d'origine renouvelable. Nos calculs donnent 46 TW/h.

Sur ces 46 TW/h, il y aura :

- 6 TW/h sur la biomasse comme je l'ai rappelé tout à l'heure,

- 35 - 36 TW/h sur l'éolien.

- 4 TW/h pour le petit hydraulique,

- un peu de géothermie mais moins de 1 TW/h.

Je rappelle que l'éolien fonctionne en gros de 2 500 ou 2 600 heures par an en moyenne compte tenu des lieux que nous pouvons espérer coloniser avec des éoliennes et compte tenu de cette puissance installée. Il est sûr que plus il y a de puissance, plus il faut d'endroits et plus on va vers des vents de vitesse faible.

Pour le résidentiel tertiaire, c'est le bois qui contribue à l'énergie de chauffage des logements et notre objectif est de faire en sorte d'arrêter la baisse de la consommation de bois-énergie.

Aujourd'hui la population en milieu rural décroît, celle qui reste vieillit, elle a besoin de plus de confort et trouve que le bois tel qu'utilisé n'est pas confortable et impose des contraintes.

Il faut savoir que sur ces 10 millions de tonnes équivalent pétrole que représente le bois aujourd'hui, environ 9 correspondent à des usages domestiques chez les particuliers dans des conditions de rendement et de confort qui ne sont pas bonnes.

Notre premier objectif est de travailler avec la profession des chaudières à bois, des inserts, des poêles etc. pour améliorer le rendement.

Vous avez peut-être noté une Charte verte que viennent de sortir les professionnels du bois avec les ministères et nous-mêmes, qui vise justement à donner un label de qualité, de rendement et de protection de l'environnement sur l'utilisation du bois à domicile.

Il faudra aussi probablement expérimenter des schémas sur du bois déchiqueté.

On peut jouer la complémentarité avec d'autres sources d'énergie, c'est-à-dire le gaz, l'électricité en particulier, qui essayent de réduire le coût pour l'usage en milieu rural en couplant différentes sources d'énergie ce qui nous semble un moyen légitime de maintenir une part de bois dans notre bilan énergétique tout en laissant un certain confort à l'usager.

Le deuxième volet est de développer des usages collectifs du bois à travers des mini réseaux de chaleur en milieu rural (chauffage de mairie, école, piscine...). Nous faisons environ 150 opérations de ce type par an qui vont de quelques centaines de kilowatts à quelques mégawatts.

Une autre solution pour des villes moyennes qui ont un *hinterland* rural et boisé, est de greffer sur des réseaux de chaleur existant en milieu rural, à la place d'une chaudière fuel, gaz ou même charbon, une chaudière bois. Cela s'est fait à Autun.

En ce qui concerne le solaire thermique, la production d'eau chaude sanitaire doit être développée à travers le plan soleil.

Notre objectif global 2006 est de 550 000 m² de chauffe-eau solaires pour l'eau chaude sanitaire.

Une filière émergente qui est extrêmement intéressante, est celle des systèmes solaires combinés, chauffage des locaux et eau chaude sanitaire. Clipsol à Aix-les-Bains est une entreprise très performante dans ce domaine.

M. Günther HANREICH a parlé du projet de directive sur l'utilisation de l'énergie dans les bâtiments.

Je rappelle que la France a adopté l'année dernière une nouvelle réglementation thermique dans les bâtiments.

Comme le taux de renouvellement des bâtiments n'est que de 1 % par an, le véritable enjeu se situe dans les travaux d'amélioration et de réhabilitation.

M. Claude BIRRAUX

Avez-vous un chiffre de ce que vous ADEME, mettez dans le bâtiment, dans les économies d'énergie ?

M. François DEMARCQ

Notre programme d'utilisation rationnelle de l'énergie dans l'habitat tertiaire et les réseaux de chaleur, est de 92 MF en 2001.

Le solaire thermique à l'intérieur des renouvelables, qui vise l'habitat, les logements, représente 44 MF.

A ces 44 MF, il faut ajouter une partie non négligeable de ce que nous faisons dans les DOM-TOM et en Corse qui représente probablement une bonne dizaine de millions de plus.

Cela fait donc une bonne cinquantaine de millions en Métropole, en DOM-TOM et Corse sur le solaire thermique.

M. Günther HANREICH

Je serais très bref, je voudrais donner deux informations de chiffres de niveau européen.

Premièrement, nos calculs dans la directive des énergies renouvelables électricité sont basés sur l'idée d'appliquer les meilleures pratiques que l'on peut trouver aujourd'hui dans tous les États membres.

Pour cette raison, nous partageons l'avis de M. le Ministre PIERRET, que cet objectif de faire passer l'électricité à partir des énergies renouvelables de 13,9 % aujourd'hui à 22 % en 2010 est un objectif ambitieux mais réaliste.

Deuxièmement, pour l'Union européenne le secteur du bâtiment est responsable de 40 % de la consommation d'énergie. L'objectif est d'avoir un retour d'investissement de moins de sept ans et une économie d'énergie de 18 %.

M. Philippe HUBERT

Quelques chiffres peuvent être retrouvés dans les schémas de services collectifs de l'énergie, sur les économies d'énergie et les gains d'économie d'énergie que nous pouvons faire d'ici 2010.

Ces gains sont d'environ 10 millions de tonnes équivalent pétrole en cumulant l'industrie, le bâtiment et le transport. C'est un point important.

Nous sommes avancés parce que nous avons beaucoup travaillé sur l'échéance 2010 en électricité.

Nous sommes moins avancés sur la chaleur et les économies d'énergie à l'échéance 2010 car il n'y a pas eu d'aiguillon comme la directive électricité.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Sur la deuxième partie de la première table ronde, sur la croissance économique, un des reproches qui nous a été fait, qui nous a été indiqué dans les auditions, c'est qu'il n'y a pas la constitution d'une industrie dans le domaine des énergies renouvelables dans notre pays, aussi bien sur la partie éolienne, mais surtout sur le solaire thermique. Je reviens sur ce point : les aides que vous apportez ne sont pas suffisantes pour que, d'un point de vue économique, le secteur puisse se développer.

Pouvez-vous rapidement répondre à ce point ? Des emplois ont-ils été créés ? Et combien ?

M. François DEMARCQ

Nous pouvons donner un chiffre sur l'emploi dans l'industrie du bois liée au bois énergie.

Nos calculs disent que si nous continuons au rythme qui est dans notre contrat de plan État ADEME d'ici 2006, 1 200 emplois supplémentaires seront créés dans le bois énergie. C'est de l'emploi en milieu rural, dans des zones qui ont besoin impérativement de fixer des populations. Cela contribue à l'évidence à l'aménagement du territoire.

En ce qui concerne le solaire thermique, nous avons affaire à des PME. Depuis 1999, des aides existent et les volumes d'activité ont considérablement augmenté.

En Métropole on vendait moins de 100 capteurs solaires par an avant 1999, en 2001 on sera aux alentours de 2 500. C'est quand même une multiplication par 25.

Nous avons affaire à des PME françaises qui doivent multiplier par 25 leur chiffre d'affaires en trois ans. Il faut donc voir le challenge que cela représente pour des petites entreprises d'être capables d'avoir ce type de croissance en termes de gestion, de personnel, de capacité de production.

Nous n'avons pas le droit de donner des aides car ce n'est pas autorisé au titre de l'Union européenne.

Nous n'avons pas le droit de donner des aides au développement industriel de telle ou telle industrie. Nous donnons des aides au consommateur final pour acheter des capteurs solaires.

Nous donnons des aides à la R&D, mais ce sont des petites entreprises qui sont sur des technologies type plomberie et qui ne font pas beaucoup de R&D.

Nous avons un vrai problème de stratégie industrielle.

Je suis parfaitement d'accord avec vous.

Ces PME ne pourront pas continuer ce rythme de croissance si elles ne trouvent pas le moyen de retrouver du capital pour pouvoir investir et financer leur fonds de roulement.

Nous sommes en train de travailler sur le FIDEME annoncé par le gouvernement dans le cadre du PNAEE qui sera mis très rapidement en place. C'est le fonds d'investissement pour l'environnement et de la maîtrise de l'énergie dont une petite partie du montant permettra de recapitaliser un certain nombre d'entreprise.

Quelques grands acteurs industriels en France s'intéressent maintenant de manière de plus en plus marquée aux filières des renouvelables.

Pour continuer à croître dans des conditions satisfaisantes, un certain nombre de ces petites et moyennes entreprises devront probablement passer des alliances avec des grandes entreprises qui leur apporteront du savoir-faire en gestion, du savoir-faire industriel, des capitaux, etc.

C'est un vrai challenge d'arriver à faire en sorte que l'industrie française qui est parfois compétitive et techniquement très valable, puisse assurer un rythme de croissance qui lui permette de rester dans le marché.

Nous pourrions donner deux ou trois fois plus d'aides, mais que se passerait-il pour ces entreprises si, au lieu d'être multiplié par 25 le marché était multiplié par 250 en trois ans ?

Je crois que nous devons aussi être attentifs à l'accompagnement des entreprises.

Pour l'instant les entreprises étrangères sont assez peu – même si elles le sont – présentes sur nos marchés parce que notre marché est encore petit, mais il faudra faire attention que nos entreprises nationales restent en course.

M. Dominique MAILLARD, Directeur général de l'énergie et des matières premières, Secrétariat d'état à l'industrie

Pour certaines filières nous savons que le caractère local de l'emploi est manifeste comme pour le bois énergie. Nous considérons aujourd'hui que nous avons environ trois emplois nationaux par millier de tonnes équivalent pétrole par an de consommation à comparer à un ratio qui est à peu près de un emploi pour les énergies traditionnelles.

Pour l'éolien, nous sommes à environ 1,5 emplois par mégawatt installé.

Bien entendu tout ceci repose sur les hypothèses selon lesquelles l'industrie nationale – et cela vient d'être dit - porte l'affaire.

S'il s'agit d'importer des éoliennes fabriquées au Danemark, nous pouvons nous demander s'il vaut mieux faire fabriquer en France des plates-formes pétrolières même pour exploiter du pétrole en Angola ou acheter des éoliennes qui sont peut-être en France mais qui susciteraient des emplois ailleurs dans le monde ou en Europe.

Dans tous les cas, le développement en parallèle d'une industrie nationale avec la valorisation des énergies renouvelables est tout à fait essentiel.

M. Claude BIRRAUX

Nous avons parlé de valorisation mais également de technologies qui n'étaient pas tout à fait mûres, d'entreprises qui avaient encore besoin de l'apport de la R&D, la transition est faite.

M. Pascal COLOMBANI, Administrateur général du CEA

En premier je ferai une petite remarque sur ce qui vient d'être dit.

En tant qu'industriel, il me paraît surprenant que dans un secteur d'activité où on parle de taux de croissance multiplié par 25, on n'ait pas indiqué exactement la période, mais j'imagine qu'il s'agit de quelques années ?

M. François DEMARCQ

De trois ans.

M. Pascal COLOMBANI

On parle de taux de croissance multiplié par 25 ou même par 250, or le véritable problème est l'investissement.

L'investissement est important. Il est probablement nécessaire d'aider les entreprises. Je ne vois pas comment avec des taux de croissance de cet ordre de grandeur, après cette période d'investissements, on ne pourrait pas être profitable.

Je m'interroge d'ailleurs sur la pérennité de la nécessité des aides à ce moment-là.

Autant je suis tout à fait conscient qu'il est nécessaire si on veut développer les énergies renouvelables d'avoir des incitations fiscales ou directes, autant je pense que ces aides devraient être décroissantes dans le temps.

Si on ne le fait pas, on subventionnera des entreprises qui n'éprouveront pas le besoin de se moderniser et de se structurer de façon à être compétitives sur les marchés internationaux.

Attention ! J'ai beaucoup entendu parler de subvention, d'intervention de l'État, mais je n'ai pas beaucoup entendu parler des aspects de productivité et de compétitivité qui sont essentiels dans ce domaine, même si au départ il faut commencer par aider.

Les conséquences que nous tirons de la politique énergétique en France sont les suivantes.

Premièrement, je rappelle qu'en France la production d'électricité telle que structurée aujourd'hui, produit très peu de CO₂ et qu'elle favorise la dépense énergétique. Je vous rappelle qu'il s'agit du programme électronucléaire qu'il faudra poursuivre.

Les chiffres que j'ai entendus tout à l'heure sur l'accroissement de la demande à 2010 ou à 2020 m'encouragent plutôt dans cette voie car il est évident que même avec des économies d'énergie qui sont nécessaires, même avec les développements des renouvelables qui sont nécessaires, il y aura encore un *gap* qu'il faudra bien remplir.

Deuxièmement, le problème des transports est très important en France.

Le transport est responsable d'un bon tiers des émissions de gaz à effet de serre.

Il faut promouvoir les énergies renouvelables sur les marchés où leur impact sera sensible soit parce qu'elles répondent à de vrais besoins pour certaines applications soit parce qu'elles ne produisent pas de gaz à effet de serre.

Au niveau des programmes de recherche, le CEA a été critiqué car il ne couvre pas l'ensemble des énergies renouvelables.

Nos priorités sont d'essayer d'améliorer notre efficacité énergétique, de promouvoir les ENR sur des marchés où l'impact sera sensible, de s'attaquer en priorité aux problèmes des gaz à effet de serre.

Quelles sont les technologies permettant de répondre aux enjeux ou à certains des enjeux que je viens de citer ?

En premier lieu dans les transports, une solution qui paraît attractive, attrayante à terme est celle de la filière hydrogène, l'hydrogène étant utilisé dans des piles à combustible.

L'intérêt de la pile à combustible, quand elle sera compétitive, est qu'elle alimente un moteur électrique d'où non seulement une limitation des effets de gaz à effet de serre, mais également une réduction des nuisances sonores, etc.

Mais avant l'ère de l'hydrogène, des solutions qui permettront de faire la transition sont les véhicules électriques ou hybrides - c'est la stratégie Toyota – et les carburants alternatifs et notamment les biocarburants, par exemple la gazéification de la biomasse.

Au CEA nous travaillons avec l'IFP avec l'INRA sur ces questions.

La deuxième grande priorité est la production d'électricité par les énergies renouvelables. Nous sommes dans un pays dans lequel la production en base est assurée.

Ce qui est vraiment intéressant pour les énergies solaires ou éoliennes, c'est de le faire pour des productions décentralisées qui peuvent être couplées soit à des réseaux intelligents qui viennent donc compléter l'offre de base soit à des sites isolés.

En ce qui concerne l'utilisation rationnelle de l'énergie, je crois que M. LE DÉAUT a mentionné que c'était un secteur où il y avait beaucoup à gagner. Effectivement il y a beaucoup à gagner à partir d'une grande quantité de technologies très différentes, le matériau, les isolants.

Le CEA se concentre surtout sur la question des échangeurs thermiques, des technologies de la chaleur et du froid.

On peut aussi considérer que la production combinée d'électricité et de chaleur fait partie de l'utilisation rationnelle de l'énergie. Dans ce contexte, je crois qu'il faut parler de piles à combustible stationnaire qui peuvent être très utiles pour produire de l'électricité et chauffer des grands bâtiments, des quartiers ou des résidences.

Que fait-on exactement ?

Il y a tout d'abord l'hydrogène.

Lorsqu'on parle d'hydrogène, je voudrais souligner – et je ne suis pas sûr que cela a été bien compris dans les auditions précédentes – qu'il faut s'intéresser au cycle complet de l'hydrogène.

Cela veut dire qu'il faut aller de la production au transport et au stockage. Et il faut s'assurer que lorsqu'on parle d'hydrogène, on ne génère pas davantage de gaz à effet de serre en produisant de l'hydrogène qu'en restant simplement comme on est.

C'est fondamental et naturellement plusieurs options sont possibles.

Certaines options sont à long terme – et nous travaillons dessus – comme la production directe d'hydrogène à haute température par cycle thermochimique et sur l'électrolyse à haute température dans le cadre des réacteurs nucléaires de nouvelle génération.

Je rappelle que ces réacteurs à haute température et à gaz auront un rendement thermodynamique élevé, donc que l'hydrogène produit par électrolyse sera également plus compétitif.

Nous faisons également des études sur la production d'hydrogène par des moyens biologiques, les hydrogénases, au sein de notre Direction des Sciences du Vivant.

A plus court terme – et c'est aussi très important – nous travaillerons sur les réformeurs en collaboration avec l'IFP et l'Air Liquide. Des discussions sont en cours avec l'Air Liquide sur l'électrolyse à basse température.

Enfin en ce qui concerne le stockage et le transport de l'hydrogène, le CEA a validé en 2001 un réservoir à haute pression de 700 bars et nous travaillons également sur des concepts plus avancés à plus long terme à base de nanotubes de carbone ou de microbilles.

Nous nous intéresserons en parallèle aux piles à combustible.

Je voudrais simplement que vous reteniez de cette présentation, que nous nous soucions de l'aval industriel qui est déficient en France et qu'il faut travailler sur tous ces sujets avec les industriels concernés.

Il y a trois grands marchés : les micropiles pour les téléphones, les ordinateurs ; les piles stationnaires de grande capacité, les piles pour le transport.

Je mentionne simplement que nous avons un accord avec PSA sur les piles embarquées.

Notre autre priorité est le solaire photovoltaïque pour lequel il faut réduire les coûts et améliorer le rendement.

Nous avons des actions à court terme qui sont faites dans un laboratoire, le GENEC qui est essentiellement à Cadarache et qui travaille sur l'optimisation, la qualification des systèmes et sur des actions de démonstration.

Pour des sites isolés, il faut stocker les énergies intermittentes, lorsqu'on parle de solaire et donc s'intéresser au stockage de l'énergie.

Cette prise en compte du système général est très importante car dans le coût d'une installation à long terme, ce n'est finalement pas uniquement l'investissement sur le panneau solaire qui est important, mais c'est le système de stockage lui-même.

A moyen terme il faut réduire les coûts, améliorer, l'efficacité en utilisant des nouveaux capteurs. C'est là aussi fondamental.

Nous sommes bien placés parce que dans le domaine de la micro-électronique, nos laboratoires sont les meilleurs en Europe ou parmi les meilleurs en Europe.

Nous avons une coopération exemplaire avec le CRNS et l'ADEME en particulier sur le photovoltaïque plastique.

En ce qui concerne les échangeurs, je voudrais mentionner que nous avons réalisé cette année une grande innovation sur un échangeur industriel de 5 MW qui permet de gagner 50 % en efficacité énergétique pour un encombrement identique.

Nous travaillons également avec VALEO et PSA sur les climatiseurs de voiture.

Nous ne nous engageons pas sur toutes les énergies renouvelables, mais nous essayons de le faire de façon efficace sur les technologies que nous avons choisies. Nous ne les choisissons d'ailleurs pas tout seuls.

Le résultat de ces grandes priorités sont essentiellement des discussions que nous pouvons avoir en particulier avec l'ADEME.

Dans les années 1990 un certain nombre de personnes, quelques dizaines, travaillaient spécifiquement sur les nouvelles énergies pour un budget global qui tournait autour de 50 MF.

Tout ceci est resté très constant jusqu'à l'année 2000. Fin 1999, un Comité interministériel a pour la première fois explicitement inscrit le développement des énergies renouvelables parmi les priorités du CEA. Et en 2000, j'ai été nommé administrateur général.

A partir de là, nous avons créé une direction d'objectifs spécifiquement chargée des nouvelles énergies. Nous avons considérablement augmenté l'effort de l'organisme qui s'inscrit dans le contrat jusqu'en 2004 et qui se poursuivra ensuite selon la même pente.

Nous sommes en train de finaliser un plan stratégique à long terme et nous envisageons de faire porter nos efforts jusqu'à environ 600 MF soit encore le double de ce que nous a fixé l'état dans le contrat 2000-2004.

Il ne suffit pas de décider de mettre de l'argent, mais il faut avoir les personnes, les compétences, les contacts avec les universités, le CNRS, les contacts européens. Il faut mettre de l'argent de façon ordonnée en fonction de ce que l'on veut et surtout de ce que l'on peut faire.

Une autre préoccupation très importante est l'aval industriel.

Nous nous voyons beaucoup comme un organisme de recherche technologique. Nous avons un atout, une culture de chercheur ingénieur, nous savons mener des projets, fabriquer des machines, faire le lien entre la recherche amont et aval, mais il faut absolument travailler systématiquement en impliquant des laboratoires plus amont.

Pour cette raison, nous sommes très heureux de voir le CNRS s'impliquer sous l'impulsion de M. SANCHEZ dans un programme énergie qui, je l'espère, va remplir les étagères et nous permettra de développer des produits.

Il faut que les industriels se saisissent ensuite de ces innovations scientifiques. Je dois dire que jusqu'à maintenant nous avons quand même un petit problème en France.

C'est important de nous associer à des partenaires industriels. Il y a des domaines pour lesquels cela marche bien et pour d'autres, il n'est pas si évident de trouver des partenaires ayant les capacités d'investissement nécessaires.

Comme vous le savez, le CEA est l'actionnaire de référence du groupe Areva, nouvellement constitué. A l'intérieur de ce groupe se trouve Jeumont Industrie qui produit des éoliennes, mais elle n'est pas encore compétitive au niveau européen.

Jeumont Industrie produit une éolienne de 750 KW et a en projet pour la fin 2002, une éolienne de 1,5 MW.

C'est une société qui démarre, qui a au moins l'avantage d'avoir le *back up* d'un grand groupe. Elle n'a pas encore une grande expérience dans un marché dominé par des firmes danoises, mais nous avons l'ambition de détenir à l'échelle d'une demi-douzaine d'années, environ 10 % du marché mondial.

Une réflexion a également été lancée à Areva, notre filiale industrielle, sur l'industrialisation par le groupe de technologie de piles à combustibles. Nous allons prochainement nommer un délégué général chargé des énergies renouvelables pour développer ces actions.

Nous voyons une nette progression caractérisant premièrement une intensité plus grande dans la recherche et deuxièmement une incitation plus grande pour les chercheurs à déposer des brevets.

Pour une analyse de recherche technologique, c'est une mesure très importante de la productivité.

Enfin dans les évolutions requises au niveau national, j'ai parlé tout à l'heure du couplage fort nécessaire entre la recherche de base et la recherche technologique et le développement industriel.

J'ai insisté sur le fait d'éviter le saupoudrage et d'essayer de concentrer des masses critiques de compétences sur des sujets précis.

Il me paraît important que soit créé un réseau national sur les énergies renouvelables un peu sur le modèle de réseau qui existe déjà.

Vous avez le réseau de piles à combustible qui existe déjà mais qui est limité dans son ambition. Vous avez des réseaux sur les technologies de l'information, sur les télécommunications.

Lorsque j'étais directeur de la technologie au Ministère de la Recherche, j'ai créé ces réseaux sur un modèle assez simple consistant à associer autour de projets précis des équipes universitaires, des centres de recherche technologique et des industriels, et ils sont encouragés par un cofinancement public.

Je crois que c'est vraiment important et peut-être qu'un affichage fort serait de créer un tel réseau.

L'incitation et le rôle des régions, des collectivités locales dans le développement des énergies renouvelables sont tout à fait fondamentaux, y compris au niveau recherche et développement.

Enfin il ne faut pas oublier que tout ceci se passe aussi dans un cadre européen et que quoi que nous fassions, nous visons premièrement à nous y impliquer, à en récupérer certaines ressources et à acquérir un niveau d'excellence européenne.

J'espère vous avoir convaincu que le CEA est aussi le Commissariat aux énergies d'avenir.

M. Victor SANCHEZ, Directeur scientifique des sciences de l'ingénieur, CNRS

Tout d'abord il est vrai que M. COLOMBANI – et je le remercie – a parlé des actions entre le CNRS et le CEA, et je pense que ce type d'action est indispensable à l'heure actuelle si l'on veut développer en parfaite harmonie des recherches et faire du développement technologique sur les énergies renouvelables.

Nous devons faire ce type de couplage avec tous les autres organismes de recherche et avec des industriels.

Le programme du CNRS est basé sur deux constats que vous avez déjà évoqués tout à l'heure.

Le premier constat est la place de plus en plus importante du transport qui utilise de l'énergie fossile, c'est-à-dire du pétrole.

Le deuxième point est le problème lié à l'habitat puisque 40 % de l'énergie est de l'énergie consommée par l'habitat et la résidence tertiaire.

Nous avons essayé de bâtir un programme à moyen et long terme et avec tous les départements du CNRS. Ce sera un programme interdépartements avec toute l'étendue de nos disciplines et un programme qui sortira du CNRS pour aller vers l'Europe.

Ce programme est articulé sur quatre volets : la production d'énergie, la gestion et l'utilisation rationnelle de l'énergie, l'impact environnemental, la socio-économie de l'énergie.

Je m'en tiendrai exclusivement à la production d'énergie liée aux énergies renouvelables.

Il s'agit d'une énergie dont nous n'avons pas parlé jusqu'à maintenant, qui est l'énergie géothermique. Il est vrai que cette énergie est une énergie à long terme, le CNRS se doit de travailler dessus.

Nous avons à l'heure actuelle un programme européen sur ce type d'énergie avec une centrale pilote à Soultz-sous-Forêts. C'est un programme européen, une collaboration CNRS, BRGM avec l'Allemagne et la Suisse.

L'objectif du CNRS est d'essayer de mieux comprendre les mécanismes de l'hydraulique dans les roches fracturées et les transferts de chaleur.

Dans le domaine de l'éolien, le CNRS interviendra sur la résistance des matériaux pour les structures, sur l'aérodynamique de grandes pales et aussi sur un problème lié à la sécurité, qui est la résistance de ce type d'éoliennes aux coups de vent et éventuellement à la corrosion si les éoliennes sont implantées *offshore*.

Le problème du stockage sera très important, pour le photovoltaïque, pour la mise en réseau des éoliennes pour le problème du redressement du courant, en particulier sur les mini-sources.

En ce qui concerne l'énergie solaire, on a déjà parlé de la filière au silicium, je n'y reviendrai pas.

M. COLOMBANI a également dit que l'on parlait de nouveaux matériaux polymères, je n'y reviendrai pas non plus.

Je voudrais simplement souligner que les filières du silicium font l'objet de recherches que nous menons au CNRS depuis 1973. Toute cette recherche a été conduite avec l'ADEME.

On a un peu parlé des capteurs solaires. Des progrès importants peuvent être faits à ce niveau. Une plaque noircie n'est peut-être pas suffisante, d'autres types de capteurs solaires en nids d'abeille peuvent être mis au point et capter beaucoup plus de chaleur.

Le CNRS avait une expérience assez importante grâce au développement de la centrale solaire Thémis.

La recherche a subi ici les à-coups de la politique. Nous avons un savoir-faire au niveau des centrales solaires qu'il faudrait continuer à exploiter. A l'heure actuelle, l'Espagne est en train de prendre de l'avance. On pourrait faire de la bonne recherche pour l'implantation de ce type de centrale en particulier dans les pays du pourtour du bassin méditerranéen.

S'il y avait une stratégie politique, nous serions prêts à le faire.

Nous avons également une très grande veille, un très grand savoir-faire dans les cycles thermochimiques. Ils ont été développés après le premier choc pétrolier en 1973.

En ce qui concerne la biomasse, le CNRS s'intéresse aux problèmes liés à la gazéification des déchets, pas obligatoirement le bois de chauffage mais des déchets liés aux papeteries ou autres déchets de bois.

Les laboratoires du CNRS sont tout à fait aptes à développer de la recherche sur les chaudières à lit fluidisé en partenariat avec des industriels.

Au niveau de la fabrication de carburants et d'additifs pour carburants, une action se développe avec TotalFinaElf et les constructeurs automobiles, en particulier sur les bio-esters et l'ETBE (éthyle-tertio-butyle-éther) qui comprend 45 % d'éthanol.

Je crois que nous sommes très peu présents en France dans cette filière éthanol. C'est pourtant une filière qui, au niveau des transports, peut être très intéressante pour diminuer notre facture pétrolière.

Les États-Unis sont très en avance dans la filière éthanol, en particulier à partir de céréales et de betteraves.

Le CNRS a des équipes très bien placées au niveau de la technologie pour faire de l'optimisation, c'est-à-dire essayer de produire de l'éthanol à un prix nettement plus faible que le prix actuel.

La filière d'enzymologie à partir du bois et surtout de la ligno-cellulose doit aussi être développée

La recherche doit être lancée en même temps que la filière.

Lorsqu'on veut développer des filières liées à la biomasse surtout si on le fait à partir de céréales, de betteraves, se pose le problème crucial au niveau européen des terres cultivables. On ne pourra pas développer de la biomasse si on ne résout pas les problèmes politiques à la source.

Pour l'utilisation dans les transports, se pose le problème d'oxydation dans le changement de carburant. Il faut être sûr que les nouveaux carburants ne vont pas constituer une autre source de polluants. Le CNRS s'engage à faire de la cinétique d'oxydation.

En ce qui concerne la gestion de la chaleur, j'ai entendu M. DEMARCQ parler de réseaux de chaleur dans les villages. Mais il se pose un problème très important : c'est qu'on ne sait pas gérer la chaleur à grande distance. On sait la gérer à faible distance mais pas à grande distance.

Il y a un problème de recherche d'un grand intérêt, à savoir comment gérer la chaleur et les sources chaudes à grande distance, c'est-à-dire à une distance dépassant 10 km.

Des procédés peuvent être mis en place, comme des procédés à base de matériaux poreux par exemple. Pour cela il faut transformer la chaleur en énergie, par exemple en énergie chimique avec un cycle réversible. La recherche doit être intensifiée dans ce domaine.

Il faut aussi se pencher sur les aspects socio-économiques des énergies renouvelables.

Des problèmes de recherche fondamentale existent au niveau de la définition des procédures et des règlements, des méthodes d'évaluation des procédés et des systèmes au niveau de l'économie et de l'environnement, de l'acceptabilité des procédés.

Il est important aussi d'organiser des modes de production et de distribution de l'énergie ainsi que l'optimisation de la combinaison des sources.

Quand on aura résolu tous ces points, on pourra peut-être aller vers un système d'approvisionnement énergétique durable.

M. Claude BIRRAUX

Quel est le montant affecté par le CNRS à ces recherches ? Quels sont les effectifs d'équipes de chercheurs qui travaillent sur le sujet ?

M. Victor SANCHEZ

A l'heure, sur l'ensemble du programme que je viens de citer qui porte uniquement sur les énergies renouvelables, il y a 180 chercheurs CNRS.

Il faut compter à peu près un nombre équivalent d'enseignants chercheurs et de doctorants.

Pour faire l'espace européen de la recherche, on a besoin de formation dans ce cadre des énergies renouvelables et d'une mobilité de chercheurs. Tout ceci doit passer par des pré-doctorants mais aussi par des doctorants.

Au niveau budgétaire, un chercheur représente entre 800 000 et 1 MF, cela ferait à près 170 MF pour le CNRS en tenant compte des doctorants et des chercheurs de l'enseignement supérieur.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Je voudrais poser une question de manière très courte à M. COLOMBANI et à M. SANCHEZ.

Dans le domaine de la recherche et du développement peut-on espérer des sauts technologiques rapides dans certains secteurs des ENR ?

M. Victor SANCHEZ

Oui. En photovoltaïque – et M. COLOMBANI en a parlé tout à l'heure - si on arrivait à faire une nouvelle filière avec des polymères, je crois que ce serait un saut technologique.

Un deuxième saut technologique au niveau des carburants passe par une optimisation. C'est en train de se faire à l'heure actuelle au niveau de la production d'éthanol par fermentation. On est arrivé à un doublement des rendements au niveau de la production par rapport aux rendements que l'on avait il y a encore trois ou quatre ans.

Ce sont quelques sauts technologiques.

En ce qui concerne la gestion de la chaleur, on doit chercher un saut technologique pour arriver à transporter la chaleur. C'est à plus long terme.

M. Pascal COLOMBANI

Je suis d'accord avec ce que vient de dire M. SANCHEZ, nous avons effectivement des possibilités.

En ce qui concerne les aspects d'hydrogène et de pile à combustible, les sauts technologiques sont à portée de la main, mais la concurrence américaine et européenne est très sérieuse.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Avant de continuer avec la deuxième table ronde , je donne la parole à M. Jacques MOINEVILLE, conseiller de M. Christian PAUL, secrétaire d'Etat aux DOM-TOM.

M. Jacques MOINEVILLE, Conseiller pour l'équipement, le logement et les infrastructures auprès de M. Christian PAUL, secrétaire d'état à l'outre-mer

Je vous demande effectivement de bien vouloir excuser Christian PAUL le secrétaire d'état à l'Outre-mer qui devait être aujourd'hui parmi vous.

Comme il a dû se rendre aux obsèques de Madame BEREGOVOY qui ont lieu cet après-midi, il m'a demandé de le représenter et de prononcer à sa place l'intervention qu'il voulait faire devant vous.

Une des caractéristiques des départements et territoires d'Outre-mer est qu'ils ne disposent d'aucune énergie fossile propre et la plupart d'entre eux étant des îles, ils sont dans l'impossibilité de se raccorder à un réseau de distribution d'électricité extérieure. Leur dépendance énergétique vis-à-vis des importations d'hydrocarbures est donc extrême.

Or contrairement à bien des idées reçues, leurs économies sont dynamiques et créatrices d'emplois. Un des signes les plus manifestes en est la forte augmentation de leurs besoins en énergie.

J'indiquerai à titre d'exemple que la croissance de la demande en électricité a été supérieure à 30 % en Guadeloupe pendant les cinq dernières années. Le taux annuel de croissance à La Réunion est lui aussi compris entre 6 et 7 %. Ces chiffres se retrouvent à des niveaux analogues dans la plupart des départements et territoires d'Outre-mer.

Les outre-mer français sont également très sensibles à la qualité de leur environnement. Sa protection est un enjeu majeur pour les populations et les économies.

Comment envisager par exemple le développement d'une industrie touristique sans que ne soit préservé un environnement de qualité ?

L'ensemble de ces facteurs rend très souhaitable le développement des énergies renouvelables qui peuvent diminuer la dépendance énergétique et limiter les atteintes à l'environnement. Cette obligation rencontre d'ailleurs heureusement certaines données géographiques et climatiques qui font de l'Outre-mer un champ privilégié de l'exploitation des énergies renouvelables.

De nombreuses régions d'Outre-mer offrent en effet, un condensé de ce type de ressources. Les énergies solaires, éoliennes, géothermiques, hydrauliques, la biomasse sont présentes presque partout en outre-mer.

De nombreuses collectivités et acteurs économiques de l'Outre-mer ne s'y sont d'ailleurs pas trompés et ont engagé depuis plusieurs années des programmes concrets de mise en valeur de ces énergies.

Je crois que l'on peut dire qu'aujourd'hui grâce à ces efforts, certains départements d'Outre-mer sont à ces égards exemplaires en France pour la valorisation des énergies renouvelables.

Sans prétendre à un bilan exhaustif, je voudrais citer quelques exemples qui me paraissent parmi les plus marquants.

La Guadeloupe d'abord, département dans lequel la dynamique a certainement été la plus grande et la plus efficace.

Sur l'initiative de la région et de l'ADEME, un plan régional pour la maîtrise de l'énergie a été mis en place qui en fait un pôle de compétences reconnu au plan national, en Europe et dans les Caraïbes.

La Guadeloupe a été, à ma connaissance, le premier département à avoir signé en juin 1999, l'agenda 21 régional de France qui l'engage en particulier dans le développement durable et significatif des énergies renouvelables.

Le schéma de service collectif pour la Guadeloupe prévoit d'ailleurs qu'en 2006, 25 % de l'énergie livrée aux réseaux interconnectés seront produits à partir d'énergie renouvelable.

Concrètement – et je suis toujours en Guadeloupe – la plupart des ressources ont d'ores et déjà commencé à être valorisées avec l'appui fréquent d'EDF et de l'ADEME.

L'usine géothermique de Bouillante remise en service en 1997 fonctionne parfaitement aujourd'hui ce qui a justifié de faire passer sa puissance installée de 4,4 MW à 10 MW et probablement bientôt à 20 MW.

La valorisation du résidu de la canne à sucre qu'on appelle la bagasse permet à l'usine de Gardel en combinaison avec le charbon, de fournir au réseau d'électricité publique de l'ordre d'un tiers de la consommation totale dans la période de récolte sucrière.

Plusieurs fermes éoliennes fonctionnent à l'île de La Désirade, à l'île de Marie-Galante et à Anse Bertrand au Nord de la Guadeloupe, qui représentent une puissance installée de 4,4 MW.

Près de 15 500 foyers sont équipés en chauffe-eau solaires et dans tous ces domaines les installations sont appelées à se développer conformément aux prévisions du schéma de service collectif dans les années qui viennent.

En Guyane, c'est bien sûr l'énergie hydroélectrique qui est la plus valorisée puisque le barrage de Petit-Saut avec 166 MW de puissance installée, fournit près de 70 % de l'électricité consommée.

Il faut également signaler l'importance des micro-centrales hydroélectriques qui constituent une solution particulièrement bien adaptée aux communes isolées. Vous savez qu'en Guyane certaines communes sont très isolées puisqu'elles ne sont accessibles que par avion ou par pirogue.

A La Réunion, l'importance de la production sucrière est à l'origine d'une valorisation déjà ancienne de la bagasse, procédé dont je parlais tout à l'heure à propos de la Guadeloupe. A La Réunion, les usines bagasse-charbon, fournissent près de la moitié des besoins en électricité de l'île.

Si les recherches en matière de géothermie et de ressources éoliennes n'ont pas encore donné de résultats probants, l'énergie solaire est exploitée là aussi tant pour la production d'eau chaude – 15 000 foyers équipés – que pour l'énergie électrique dans des sites isolés.

En *Martinique*, il y a également un volcan et les recherches se poursuivent en matière d'énergie géothermique. 13 000 foyers sont équipés en chauffe-eau solaires et en 2002 une usine d'incinération des déchets devrait permettre la revente à EDF de 33,4 GW/h par an.

Tous ces efforts sont essentiels à mes yeux pour l'avenir de ces régions d'Outre-mer et il m'apparaît indispensable que l'État les accompagne. Le gouvernement le fait à travers plusieurs actions.

Il convient tout d'abord d'encourager la volonté politique des collectivités. C'est pourquoi l'article 50 de la loi du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'Outre-mer a donné aux régions des départements d'Outre-mer, la compétence pour élaborer et mettre en œuvre un plan régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie.

Les moyens de l'État sont mis à cet effet à la disposition des régions, mais le transfert consacré par la loi aux régions de cette compétence ne fait souvent que consacrer l'engagement que la plupart d'entre elles avaient manifesté depuis plusieurs années.

J'ai mentionné tout à l'heure les actions de la région Guadeloupe, celles de la région Réunion valent également de l'être.

Cette région a en effet lancé plusieurs études pour la recherche de sites exploitables en matière éolienne, hydroélectrique et géothermique, et a décidé la mise en place d'un Observatoire de l'environnement qui doit en particulier traiter de l'économie des ressources naturelles.

Une autre action de l'État est au travers des contrats de plan 2000-2006 qui affectent des crédits substantiels au développement des énergies renouvelables. 300 MF y sont consacrés dont une part importante est financée par l'ADEME.

Il est d'autre part nécessaire d'encourager l'initiative privée. Une première mesure dans ce sens est inscrite à l'article 2 de la loi d'orientation pour l'Outre-mer que je signalais tout à l'heure.

Cet article prévoit que dans les DOM, les entreprises du secteur des énergies renouvelables sont exonérées du paiement des cotisations à leur charge au titre de la législation de la Sécurité Sociale. Cette exonération est égale à 100 % du montant des cotisations patronales dans la limite d'un montant de rémunération égal au salaire minimum de croissance majoré de 30 %.

Une seconde mesure est prévue par l'article 19 de la loi de finance initiale pour 2001, qui redéfinit les modalités de soutien fiscal à l'investissement et inclut dans son champ d'application le secteur des énergies nouvelles.

Ce mode de financement était depuis plusieurs années un levier important pour le développement des énergies renouvelables dans les départements et territoires d'Outre-mer. La loi de finance pour 2001 complète ce dispositif et le pérennise.

Ces mesures constituent un effort important en faveur de l'investissement privé, elles sont d'ailleurs complétées par des tarifs de vente de l'énergie électrique souvent favorables aux producteurs.

Il me paraît cependant important de rester attentif à ce que les prix pratiqués restent à un niveau qui n'entraînent pas de rentes indues pour certains producteurs et surtout qu'ils restent compatibles avec les capacités contributives des clients.

En disant cela, je pense en particulier au cas du secteur photovoltaïque en Guyane où le prix d'abonnement auprès de producteurs privés est parfois inabordable pour les populations de l'intérieur qui sont particulièrement démunies.

Ce point a d'ailleurs été relevé par la Commission de régulation de l'électricité dans son avis publié le 5 juin 2001.

Les énergies renouvelables ont un autre avantage : elles sont un moyen de lutte contre l'effet de serre.

Les outre-mer français sont à cet égard particulièrement concernés par les conséquences du réchauffement climatique. Leurs bandes littorales sont souvent exiguës et concentrent l'essentiel de l'habitat et de l'activité. Elles sont donc particulièrement vulnérables à l'élévation du niveau de la mer.

C'est d'ailleurs l'importance de cette problématique pour les départements d'Outre-mer qui a conduit le sénateur Vergès, président de la région Réunion à déposer une proposition de loi visant à la création d'un Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique.

La loi du 19 février 2001 a effectivement décidé la création de cet Observatoire. Sensibilisant les collectivités et les populations aux effets du réchauffement climatique, cet Observatoire devrait également les inciter à développer les énergies renouvelables.

Enfin je ne voudrais pas conclure cette intervention sans souligner l'intérêt du développement des énergies renouvelables dans les outre-mer français pour le rayonnement de la France dans les régions du monde où ils sont situés.

Les technologies élaborées dans les installations exploitées dans les départements d'Outre-mer trouvent leur application dans les pays voisins dont les productions ou les caractéristiques géographiques et climatiques sont proches.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Nous avons eu l'occasion pendant la préparation de notre rapport de nous rendre en Guadeloupe et de vérifier sur place le développement des énergies renouvelables. Je crois que c'est effectivement un département français qui a su diversifier les sources d'approvisionnement en énergie.

A côté de la géothermie qui se développe à Bouillante, il y a la bagasse, les éoliennes, le solaire thermique dans un certain nombre d'hôtels avec des conventions qui ont été signées avec des hôteliers ainsi qu'une action de l'ADEME efficace et énergique.

M. Jean-Daniel LEVI – Directeur général de Framatome.

La question posée était la contribution des énergies renouvelables dans le bilan. Je me pose une question à laquelle je n'ai pas vraiment entendu de réponse, exceptée une brève allusion dans ce qu'a dit M. SANCHEZ. Il s'agit du problème de l'occupation des sols.

Ce sont des énergies extensives qui sont gourmandes en termes d'occupation des sols. La France a beau être un pays relativement peu peuplé par rapport à la moyenne européenne, il y a malgré tout une compétition économique pour l'occupation des sols qui est une des conditions limite au développement des énergies nouvelles.

Je prends un exemple qui me paraît vraiment la caricature de ce qu'il ne faut pas faire, le couloir rhodanien et le site de cinq malheureuses éoliennes de cinq fois 500 KW à Donzère.

On est là dans l'entonnoir de l'Europe, toute l'Europe se précipite dans cet endroit entre Valence et Orange. Il y a là l'autoroute A7 qui doit être doublée, la nationale 7, la nationale 86, une voie ferrée traditionnelle, le TVG, les vignes, les occupations tertiaires et industrielles.

On stérilise cet endroit – pas tout à fait quand même – par cinq malheureuses éoliennes alors qu'à 20 km au sud de Cruas se sont 4 000 MW et qu'à 20 km au nord de Tricastin se sont 4 000 MW.

Le problème en terme d'aménagement du territoire existe et est une vraie condition aux limites de son développement.

M. Pascal COLOMBANI

Lorsqu'on parle d'éolienne, on pense tout de suite à parsemer le paysage français d'éoliennes qui produiront finalement un courant rare et assez cher.

On n'a pas évoqué ici la possibilité des éoliennes *offshore*.

Il me semble que si on veut développer l'éolien comme le font d'ailleurs les Britanniques, il faut penser à l'éolien *offshore*. Naturellement ce ne sont pas les mêmes intervenants et ce ne sont pas non plus les mêmes clients si je puis dire, ni les mêmes fournisseurs.

Il existe un véritable potentiel.

Je ne sais pas s'il y a des commentaires à ce sujet, peut-être suis-je mal informé. Je vois les éoliennes du Tricastin, celles du Cap Corse et je m'interroge un peu sur l'image du paysage.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Je crois qu'il n'y a pas opposition. Autant il est vrai qu'il ne faut pas de prolifération anarchique des sites et il faut peut-être – en tout cas c'est une proposition que nous ferons peut-être – des schémas départementaux d'implantation.

Il faut effectivement être cohérent par rapport à d'autres plans.

Je ne crois pas qu'il faut opposer – et j'ai essayé de le montrer par un tableau tout à l'heure - énergies renouvelables et autres formes de production d'énergie, nous avons besoin de toutes les formes d'énergie.

En ce qui concerne l'*offshore*, nous avons vu au Danemark – et Claude BIRRAUX en Grande-Bretagne – des éoliennes *offshores*, La France a des projets dans l'Aude. Cela pose d'autres types de problèmes, comme le raccordement au réseau et des coûts supérieurs pour l'investissement et l'exploitation.

M. BILLERET, directeur général de la société VERGNET

Notre société intervient dans l'éolien et j'aimerais peut-être apporter une vision légèrement différente et peut-être complémentaire, un peu plus industrielle puisque excepté le CEA par l'intermédiaire de Jeumont Industrie, peu d'industriels se sont exprimés.

Un premier chiffre que l'on peut rappeler est que l'on parle d'un chiffre de 10 000 MW à l'horizon dix ans en France. Il faut savoir aujourd'hui que l'Allemagne plus le Danemark sont déjà à 10 000 MW pour un territoire qui doit être environ l'équivalent du territoire français. Je ne pense pas que cela ait posé beaucoup de problèmes.

En termes d'acceptabilité, les objectifs français ne devraient pas poser de problèmes.

Il est vrai que si on dit qu'il ne faut pas faire d'éolien parce qu'il se voit, on n'en fera pas en France. Après c'est une question de goût, mais l'éolien ne peut que se voir.

On peut envisager les schémas *offshore*, c'est peut-être une option à long terme mais pas à court terme. A court terme on aura des éoliennes sur le territoire national. Elles se voient, certains disent que c'est beau et d'autres que c'est moins beau.

Un autre aspect est la compétitivité des entreprises. Il est vrai que les énergies renouvelables ne se développeront que si les entreprises font un effort de compétitivité et si elles se développent aussi vers l'export.

Par ailleurs elles ne peuvent pas uniquement se développer vers l'export. Si je prends le cas de Vergnet, nous exportons 90 % de notre production, mais nous avons souffert jusqu'à présent d'un problème de marché national.

Or faire de l'export sans marché national est extrêmement difficile parce qu'on ne peut pas prouver aux consommateurs, aux clients export qu'on sait faire et qu'on l'utilise chez nous.

Au niveau des créations d'emplois dans une société comme Vergnet qui reste une petite PME l'activité éolienne a quand même représenté la création d'une centaine d'emplois ces cinq dernières années en Métropole et dans les DOM.

Dernier point sur la R&D, une petite société comme nous, investit une quinzaine de pour-cent de son chiffre d'affaires par an en R&D. Pour comparer à certains chiffres donnés tout à l'heure, cela correspond cette année à quatre brevets pour une dizaine de millions de francs d'investissements.

Voilà quelques chiffres par rapport au positionnement d'un petit éolien Vergnet dans le paysage des énergies renouvelables français.

M. Jean-Louis BAL, Directeur adjoint du bâtiment et des énergies renouvelables à l'ADEME.

Je voulais apporter un peu d'eau au moulin de Vergnet, de Jérôme BILLERET et rappeler quelques chiffres sur l'occupation des sols par les énergies renouvelables.

Si on veut faire les 14 000 MW annoncés par mon directeur général en éolien, il faudra utiliser environ 1 400 km² du territoire français qui fait 550 000 km². C'est un ratio assez faible d'autant que ces 1 400 km² pourront être occupés pour d'autres fonctions telle l'agriculture, l'élevage ou le tourisme.

La véritable question est bien celle de l'insertion dans le paysage et il est vrai que, là, il faudra faire appel à des concertations avec les populations, à des règlements d'urbanisme.

Il y a là un vrai problème d'insertion qui ne doit cependant pas nous inciter à fuir précipitamment vers de l'éolien *offshore* qui n'est effectivement pas encore mûr aujourd'hui, d'un point de vue technologique et économique.

La Grande-Bretagne a aujourd'hui deux éoliennes *offshore* et il ne faudrait quand même pas parler précipitamment de l'expansion de l'éolien *offshore* en Grande-Bretagne.

Je pense que l'éolien *offshore* est poussé aujourd'hui essentiellement par deux pays qui sont le Danemark et l'Allemagne, simplement parce qu'ils ont déjà en grande partie saturé leur potentiel sur terre.

Je pense que lorsque nous aurons saturé notre potentiel sur terre, nous pourrions également penser à l'expansion sur la mer.

M. Jean-Pierre BOURDIER – Directeur de l'environnement, EDF.

Je vais apporter un témoignage un peu différent de ce qu'on a vu jusqu'à présent, celui d'un producteur d'électricité international puisque nous sommes représentés dans plus de vingt pays et que dans dix de ces pays, on est producteur d'énergie renouvelable (Suède, Allemagne, Angleterre, Autriche, Brésil, USA, Maroc...).

On est un peu partout dans le monde et, par ailleurs, nous sommes aussi sur toutes les formes de renouvelables.

Cela va de l'éolien à la petite hydraulique, à la biomasse, à la géothermie et un dernier point dont on n'a pas du tout parlé jusqu'à présent, à l'électrification rurale décentralisée et enfin au photovoltaïque.

Le problème de l'énergie renouvelable est au minimum un problème européen, mais surtout un problème mondial.

Les Danois se sont placés tout de suite à une échelle internationale avec Vestas.

L'énergie ne peut s'envisager qu'au regard du développement durable. Qui dit développement durable dit développement économique et nous avons maintenant les fourchettes de prix.

L'éolien tourne autour de 1 000 €/kW et peut être performant dans un certain nombre de régions du monde y compris en Europe.

Le biogaz est un peu au-dessus sans être très loin, la biomasse est à deux fois l'éolien et le photovoltaïque reste encore très loin. Nous verrons tout à l'heure que c'est un des points de recherche.

Le deuxième élément au regard du développement durable est le CO₂.

Il faut avoir dans la tête que toutes les énergies renouvelables ne sont pas sans CO₂.

Dans la gradation d'échelle lorsqu'on raisonne en cycle de vie et pas uniquement en exploitation, ce qui produit beaucoup de CO₂, c'est la combustion du charbon, du gaz, du fuel et on parle de milliers de grammes par kilowatt/heure.

Vient après le photovoltaïque qui est très producteur de CO₂ par kilowatt/heure car les technologies actuelles font beaucoup appel à de l'électricité de pays comme l'Allemagne qui a beaucoup de CO₂. Un des paris sur le photovoltaïque est d'éviter la production de CO₂ en changeant la technologie.

Vous avez enfin en bas de l'échelle à quelques grammes de CO₂ par kilowatt/heure, l'hydraulique, l'éolien et le nucléaire.

Le dernier point porte sur les aspects sociaux du développement durable, qui ont été évoqués tout à l'heure.

Nous aurons besoin de toutes les énergies, quelles qu'elles soient, des petites comme des grandes, du nucléaire comme du grand hydraulique, de l'éolien, c'est indéniable et il n'y a pas de conflit entre grandes et petites énergies.

Pour nous le premier enseignement que nous tirons, c'est la nécessité de faire de la recherche sur ces sujets.

Lorsqu'on parle de recherche on ne voit pas les mêmes chose suivant qu'on est un fabricant de matériel comme Vergnet, que l'on fait de la recherche institutionnelle comme au CEA, ou encore quand on est une entreprise qui tire son argent de ses clients et dont la recherche est beaucoup plus appliquée.

Nos priorités en recherche sont :

1. L'éolien *offshore* qui fera faire le saut en matière de développement du renouvelable chez nous en Europe.

Nous savons aujourd'hui qu'en Méditerranée, nous pourrons assez facilement utiliser 1 % des sites physiquement disponibles, en Atlantique, ce sera environ 3,5 %.

Le prix de l'éolien *offshore* devrait être de 30 % supérieur à l'éolien normal.

Nous sommes d'ores et déjà avec quelques pétroliers dont je tairai le nom, sur trois grandes opérations *offshore* en Europe : en Suède, en Mer du Nord britannique et en Mer du Nord française.

Là nous verrons effectivement – cela a été dit tout à l'heure par M. LEVI -, autre chose que des moulins à vent fort sympathiques par ailleurs.

2. La biomasse et notamment tout ce qui tourne autour de l'utilisation du bois.

3. Le photovoltaïque.

Le saut que nous espérons faire est d'arriver assez vite à une génération de photovoltaïque sans silicium, afin de diviser les prix par un facteur élevé et surtout de s'affranchir du CO2 qui est formé dans la fabrication.

4. D'autres formes nouvelles sur lesquelles nous sommes au niveau international comme les hydroliennes, c'est-à-dire les éoliennes appliquées aux courants marins, la micro-algue, les piles osmotiques, etc.

Sur ces sujets nous travaillons bien sûr avec l'ADEME.

En ce qui concerne les acteurs nous considérons que le renouvelable deviendra industriel à partir du moment où il suivra l'évolution industrielle, c'est-à-dire se concentrera.

Vous avez dans le monde six ou sept grands producteurs d'électricité renouvelable aujourd'hui.

Ils sont tous en Europe puisque Innogy est britannique sauf deux d'entre eux - Enron et Florida Power and Light, deux Américains. Ils ont tous des objectifs qui tournent autour du doublement ou triplement de ce qu'ils ont l'intention de faire d'ici 2005.

C'est un mouvement de fond et nous assisterons à une concentration.

En Europe, aujourd'hui tous renouvelables confondus, c'est-à-dire avec une part importante du grand hydraulique, les grands, ceux qui jouent sur le marché des certificats verts, sont EDF, l'ENEL qui est en train d'éclater, un Suédois Wattenfall, un Norvégien, un Germano-Autrichien, deux Espagnols la CNR morceau d'EDF qui, maintenant, est séparée, et puis le Portugal.

Nos prévisions entre grands électriciens, sont de passer de l'ordre de 360 TW/h aujourd'hui à 660 TW/h en 2010.

M. Patrick CRIQUI, Directeur de recherche, IEPE-CNRS

M. le Président, on m'a demandé de représenter le point de vue des économistes, mais je ne sais pas si j'ai la légitimité pour représenter cette corporation.

Il y a une préoccupation partagée par la quasi-totalité des économistes, à savoir que pour un objectif donné il faut essayer de faire au moindre coût ou pour un coût donné il faut essayer faire le maximum.

C'est un peu le point de départ de ma présentation au cours de laquelle j'essayerai de voir peut-être de manière un peu générale la façon dont l'État peut, de manière efficace, stimuler le progrès et la diffusion des technologies ENR.

Il n'est pas mauvais de considérer au départ les différents types d'innovation. On peut dire qu'il y a trois grands types d'innovation.

1. Les innovations radicales

Par définition, elles sont impossibles à prévoir aujourd'hui, il faut néanmoins s'y préparer.

La R&D fondamentale est en particulier là pour ça et il ne faut peut-être pas sous-estimer le rôle potentiel d'innovations radicales au cours des prochaines décennies.

2. Les innovations induites

Ce sont en particulier les innovations qui sont induites par les politiques publiques qui nous intéressent particulièrement aujourd'hui. C'est à ce propos que nous devons nous poser la question des instruments qui sont à la disposition des pouvoirs publics de façon à stimuler et accélérer les innovations dans ce domaine.

3. Les innovations endogènes

C'est un terme technique qui signifie simplement que l'on apprend en faisant ou que plus on fait et plus on sait faire.

C'est un point qui n'est pas à négliger car on s'est aperçu que dans de nombreux domaines, lorsqu'on multiplie par deux le niveau de production ou la capacité installée totale d'un produit, on arrivait à des réductions de coûts unitaires de l'ordre de 10, 30, en moyenne 20 % de réduction de coût pour chaque doublement.

C'est en partie ce type de phénomène qui a justifié dans les années 1980, 1990, la montée en Europe des politiques dites d'accès au marché pour les énergies renouvelables puisque le fait d'ouvrir, de forcer en quelque sorte les marchés permettait de gagner sur ces effets d'expérience et d'apprentissage.

1. Les innovations radicales

Je serai assez rapide car je dois reconnaître dans une certaine mesure, l'impuissance de la science économique à mesurer les effets des programmes de R&D.

A l'évidence, on ne peut pas raisonner dans ce domaine de manière déterministe, il faut raisonner en avenir probabilisé en quelque sorte et on ne peut pas construire de relations fixes entre un programme de R&D et l'amélioration des performances.

Dans nos recherches, on participe à des tentatives dans ce sens, on progresse, mais il est difficile aujourd'hui de dire quel serait par exemple un portefeuille de R&D optimal, je soulèverai simplement deux points.

En matière de R&D, je pense qu'il est très important de bien articuler les efforts de R&D appliqués avec précisément les effets d'expérience que j'ai évoqués tout à l'heure. Il doit y avoir une bonne combinaison entre l'apprentissage industriel et l'effort de R&D appliqué.

Le deuxième point que l'on peut souligner est évident. Depuis vingt-cinq ans, l'effort cumulé de R&D pour les énergies renouvelables est resté assez modeste jusqu'aux toutes dernières années.

Comme on a relativement peu fait dans ce domaine par rapport à d'autres sources d'énergie, on a probablement une efficacité de la R&D dans le domaine des renouvelables qui est plus importante que dans les autres domaines.

Si on peut faire l'hypothèse que la R&D se fait à rendement décroissant, ce qui est raisonnable, il y a peut-être beaucoup à gagner dans ce domaine.

2. Les innovations induites

Je pense qu'il y a deux points principaux à regarder.

Tout d'abord il faut bien tenir compte des impacts potentiels sur les technologies nouvelles de ce que les économistes appellent l'internalisation des coûts externes ou en langage commun, la pénalisation des émissions polluantes que l'on peut attribuer aux autres sources d'énergie.

La valorisation de ces effets externes est souvent très difficile, il y a eu des efforts importants au niveau européen avec des programmes tel que ceux qui ont essayé de quantifier les coûts associés aux différentes sources d'énergie.

On peut dire aussi que probablement le fait que la France participe aux engagements du Protocole de Kyoto en limitant les quantités d'émissions de CO₂ pour la France et les autres pays européens, va aussi en quelque sorte induire une valeur du carbone ou, plus exactement, une pénalité du carbone émis par les autres sources d'énergie.

Je ne vais pas vous abreuver de chiffres, mais en ordre de grandeur, des réductions de l'ordre de 15 à 20 % des émissions de CO₂ en 2010, par rapport à la projection de référence pour un pays comme la France, se feraient avec des coûts d'environ 100 € par tonne de carbone soit 10 \$ par baril équivalent pétrole.

Ceci signifie que cela devrait entraîner une augmentation non pas au niveau final mais au niveau de l'énergie primaire de l'ordre de 50 % des prix de l'énergie. Encore une fois ce n'est pas pour le consommateur final car entre les deux il y a des taxes déjà existantes qui amortissent. C'est cependant 10 \$ par baril équivalent pétrole.

Reste à savoir comment cette augmentation se traduira.

Cela peut se traduire :

- par des taxes ; il semblerait qu'en France il ne soit pas forcément toujours facile d'introduire des taxes supplémentaires sur l'énergie ;

- par des permis d'émission qui auront eux-mêmes une valeur à la tonne de carbone.

Cette pénalité carbone aura probablement un double impact.

Elle va diminuer la demande d'énergie ce qui est très important. Lorsqu'on réduit les émissions de 20 % par l'introduction d'un système de permis d'émission négociable, la moitié des réductions d'émissions est liée à une réduction de la demande et l'autre moitié tient plutôt à des substitutions de sources d'énergie peu intensives en carbone qu'à des sources d'énergie plus intensives en carbone, en particulier le charbon, le pétrole et dans une moindre mesure, le gaz naturel.

Sur le très long terme, l'élément le plus solide et le plus stable est cette question de l'internalisation ou de la pénalisation des coûts externes des autres énergies.

Ce sera l'élément le plus stable qui jouera en faveur des ENR et je crois qu'on ne peut que souhaiter que cette internalisation des coûts externes soit menée de manière de plus en plus systématique en France et en Europe.

Ceci dit, cela ne règle pas le problème du court terme.

Il faut lancer aujourd'hui et favoriser le démarrage des énergies renouvelables. C'est bien le but des politiques dites d'accès au marché pour les renouvelables, mais comme il en sera question par la suite, je ne m'étendrai pas sur les caractéristiques techniques des systèmes de prix garantis ou des systèmes d'appels d'offres.

Je voudrais souligner que l'expérience dans les pays voisins a montré que lorsque les prix garantis étaient très élevés, il y avait de très bons résultats au niveau quantitatif de développement des renouvelables.

Il faut reconnaître aussi que dans le même temps, cela crée ce qu'il faut bien appeler, en économie, des rentes. Il y a parfois des rentes importantes qui sont associées, donc des gains pour certains acteurs économiques et un coût associé pour la collectivité mais avec des résultats quantitatifs significatifs.

Inversement le système d'appel d'offres n'a pas toujours très bien fonctionné. J'ai l'impression aujourd'hui que la France est peut-être un peu en retard par rapport à certains de ses voisins.

Elle a au moins l'avantage de pouvoir corriger les principaux inconvénients des systèmes de prix garantis ou d'appel d'offres en envisageant soit d'avoir des prix garantis qui, par exemple, décroissent dans le temps, soit inversement pour les appels d'offres d'avoir des systèmes pragmatiques pour la détermination des prix correspondant aux différents appels d'offres.

Je pense qu'il s'agit d'un peu d'ingénierie institutionnelle ou d'ingénierie instrumentale qui me paraît tout à fait légitime peut-être dans une optique de transition – et c'est le point qui me paraît le plus important et ma conclusion -, une transition vers quelque chose en matière d'instruments qui doit favoriser les énergies renouvelables.

Je crois que toutes les études économiques montrent que pour tenir des objectifs ambitieux tout en maîtrisant les coûts – c'est le retour à ma préoccupation initiale – il faut en général mobiliser un grand nombre d'acteurs, du moins avant qu'ils ne se soient reconcentrés comme on nous l'annonce déjà pour les renouvelables et surtout profiter de tous les potentiels.

Je pense que de ce point de vue, il est important de recourir à des instruments économiques génériques. Il s'agit en particulier des permis d'émission négociables pour tout ce qui est de la lutte contre l'effet de serre et sans doute des certificats verts dont il sera question par la suite pour les incitations spécifiques aux énergies renouvelables. C'est la première condition.

La deuxième condition est de raisonner au niveau d'un espace non pas national, mais en particulier d'un espace européen. Je crois qu'il y a là probablement des potentiels tout à fait significatifs à mettre en œuvre.

Pour être efficace, il faut pouvoir donner une information très claire aux différents agents économiques, pouvoir jouer sur des potentiels très diversifiés, des potentiels techniques de production des renouvelables.

J'aurais tendance à penser que les deux projets de directives qui sont actuellement publiés par la Commission à la fois pour les marchés de droit d'émission pour l'industrie et pour la production d'énergie renouvelable, doivent constituer l'horizon des politiques nationales.

En disant cela, je ne dis pas que ce n'est pas applicable tout de suite, mais il me semble que les politiques nationales doivent autant que faire ce peut, s'inscrire dans une perspective qui leur permettra à terme de se situer dans un système européen où l'on pourrait avoir une valeur du carbone ou une pénalité carbone qui serait un signal clair à tous les agents économiques pour décider de leurs investissements de R&D en matière d'équipement et également de certificats verts.

Ceci serait en quelque sorte la traduction en termes de prix des objectifs quantitatifs que, notamment à l'instigation du Ministre de l'Industrie, l'Europe a retenu en matière de production d'électricité renouvelable.

Les pouvoirs publics au plan européen fixent des objectifs quantitatifs, ce qui n'est peut-être pas la plus mauvaise manière de procéder, mais ces objectifs quantitatifs sont traduits en termes de signaux de prix pour les acteurs économiques décentralisés soit par des systèmes de permis d'émission soit par des systèmes de certificats verts.

Cela pourrait constituer, je crois, des signaux clairs et être une des conditions de l'efficacité économique de l'action dans ce domaine.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Merci pour cette contribution d'économiste intéressante et qui fixe un certain nombre de perspectives.

On a vu au Danemark un système qui allait jusqu'au bout de cette logique puisqu'il y avait des obligations d'achat, des prix garantis et ils mettaient en place un système de certificats verts.

Je vais demander à M. GIRARD qui est à EDF Trading ce qu'il pense de ces obligations d'achat, de ces systèmes incitatifs et des certificats verts.

Comment vous qui êtes à Londres, réagissez à ces questions ?

M. Philippe GIRARD – Chef de projet, EDF

On cherche à développer les énergies renouvelables. Cela veut dire que le marché naturellement ne le fait pas car soit l'offre n'y est pas soit la demande n'y est pas.

Je vais surtout parler de l'électricité, mais on peut faire le parallèle avec les autres énergies renouvelables.

Dans le cas de l'électricité verte, si on regarde la demande, naturellement les consommateurs ne sont pas prêts à payer davantage pour de l'électricité verte.

Dans les pays où cela se fait comme la Suède, le Danemark, la Hollande, les États ont instauré un système de taxes. Par exemple dans le cas de la Hollande, la taxe payée par un consommateur moyen qui consomme autour de 6 MW/h par an, atteint 30 € le mégawatt/heure. Mais lorsque vous achetez de l'électricité verte, vous ne payez plus cette taxe.

Si je fais le parallèle avec les carburants, on peut dire qu'on exonère certains carburants d'origine renouvelable d'une partie de TIPP.

Ce sont les moyens développés dans plusieurs pays qui nécessitent d'avoir un volume de taxation initial relativement important.

En France, la taxe pour un résidentiel est aux alentours de 28 % pour l'électricité.

En ce qui concerne les ordres de grandeur, dans d'autres pays comme la Hollande, on est aux alentours de 35 % et au Danemark c'est le record avec 75 % de taxes.

La deuxième chose pour encourager le développement de l'électricité verte est d'agir sur l'offre.

Pour agir sur l'offre, on peut pénaliser les autres sources d'énergie électrique, cela se fait aussi dans des pays comme la Suède et le Danemark qui ont imposé des taxes sur les émissions de CO2 nettement plus élevées que celles qui existent en France.

L'ordre de grandeur pour le CO2 est de 38 € par tonne émise en France. Au Danemark c'est 1 300 € et en Suède 3 300 €. Ce système a également été instauré en Californie sur le NOx, c'est-à-dire les oxydes d'azote.

L'année dernière au moment de la crise d'alimentation électrique, le kilo d'oxyde d'azote est passé de 2 \$ à presque 90 \$. Et pour pouvoir faire tourner les vieilles installations électriques qui sont souvent les plus polluantes, il fallait en plus acheter des permis d'émission qui étaient très chers.

L'autre manière d'agir sur l'offre est de jouer en subventionnant l'investissement. On diminue donc le coût moyen.

Une autre façon est de prendre aussi – cela existe dans certains pays – des dispositions fiscales d'amortissement plus rapide, toujours dans le but de pouvoir diminuer l'investissement initial.

On peut aussi subventionner la R&D, c'est un moyen de pouvoir faire progresser les connaissances sans faire prendre en charge la R&D par l'industrie.

Une méthode également utilisée est l'obligation d'achat avec le tarif fixé. On fixe un tarif d'achat et on laisse théoriquement les personnes investir jusqu'aux installations qui arriveront juste au niveau de rentabilité que permet ce tarif d'achat.

L'autre système qui existait en France avant, est le système d'enchères. On fixe la puissance, on la met aux enchères et on prend théoriquement celui qui présente le prix le plus bas.

Le système d'enchères conduit généralement à des prix relativement bas, qui ne développent pas beaucoup les énergies renouvelables dans le cas de l'électricité.

Le système du tarif d'achat conduit effectivement à générer des rentes.

Le dispositif qui commence à être regardé par de nombreux pays, est celui des certificats verts.

L'idée des certificats verts est de valoriser différemment le mégawatt/heure car on ne voit pas la différence entre un mégawatt/heure vert et un mégawatt/heure gris.

L'idée est donc de valoriser le mégawatt/heure électrique et de valoriser le bénéfice environnemental qui est associé à la production électrique d'origine renouvelable. Cela fonctionne de la façon suivante.

Il y a un émetteur qui se trouve dans de nombreux pays. Il peut être soit le gestionnaire de réseau de transport, soit le régulateur. Cet émetteur est d'ailleurs souvent audité par des ONG.

En Hollande, il y a deux éditeurs, l'un est l'entité hollandaise du Fonds mondial pour le WWF et l'autre est une entité également verte. La seule chose qu'il vérifie est que lorsqu'un producteur demande des certificats verts, la production est bien verte et qu'elle a bien été produite.

Ce producteur cherche ensuite à le vendre sur un marché, c'est le principe de l'offre et de la demande classique. L'émetteur suit les transactions faites sur ce marché de certificats verts de façon classique.

Le distributeur qui est obligé d'acheter une certaine quantité d'électricité verte – il achète en fait des certificats verts – se fournit sur le marché.

Finalement le réglage sur la quantité d'électricité d'origine renouvelable se fait par l'État qui fixe le pourcentage d'électricité verte minimum.

En France théoriquement, nous devrions atteindre 21 % en 2010. Cela veut dire que l'État français fixe l'objectif qu'en 2010, 21 % de l'électricité devra être d'origine renouvelable.

Cela veut dire que tout distributeur ou tout consommateur éligible devrait acheter 21 % d'électricité d'origine renouvelable ou 21 % de certificats verts de sa consommation.

L'État fixe la pénalité, c'est aussi obligatoire.

Que se passe-t-il si un distributeur ou un client éligible ne respecte pas son engagement ?

Dans ce cas, il paye une pénalité.

Le dernier intervenant est l'instance qui intervient pour fixer les conditions d'accès au réseau.

Ce système qui a démarré à l'échelon expérimental en 1998, est passé officiellement en phase opérationnelle au 1er juillet de cette année.

L'émetteur est le gestionnaire du réseau de transport.

Après la Hollande les autres pays où se sera mis en place ce système sont l'Angleterre en avril 2002 et la Suède en 2003.

D'autres pays envisagent également de le faire comme l'Italie et la Belgique.

Le Danemark qui envisageait de le faire, va visiblement reporter l'instauration de certificats verts car les producteurs d'éolien sont montés au créneau pour contrer ce système.

A partir de l'instant où ce système est basé sur un marché, c'est le principe de l'offre et de la demande, on n'a plus de garantie sur le revenu et donc le risque marché intervient. Or entre un système où vous avez un prix garanti et un système où vous avez le marché, naturellement certains préfèrent avoir un prix fixe.

Un système de certificats verts permet des échanges d'un pays à l'autre.

Dans le principe de la construction d'un marché européen, tous les pays n'ont pas la même possibilité d'instaurer de l'électricité d'origine renouvelable.

On pourrait faire le parallèle au niveau des régions françaises. La France doit faire 21 %, or l'Ile-de-France est incapable de faire 21 % d'électricité d'origine renouvelable.

Dans la directive sur l'électricité d'origine renouvelable, des objectifs varient de 6 % à 78 % pour l'Autriche.

Pour certains pays, cela leur coûtera beaucoup plus cher de respecter leur objectif même s'il est plus bas.

A titre d'exemple, le groupe EDF a exporté de l'électricité verte cette année en Hollande. En 2001 l'hydraulique en France a eu une année assez exceptionnelle en production, le groupe EDF a donc exporté de l'électricité verte en Hollande.

Les pays comme la Hollande et probablement la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Suède sont en train d'instaurer un système qui s'appelle la réciprocité verte. Cela veut dire qu'ils ne vont accepter d'échanges de certificats verts ou d'importation verte que de pays mettant en place des systèmes similaires.

L'enseignement que l'on peut en tirer est que si on ne met pas en place un marché de certificats verts, on perd une souplesse qui peut être utile aussi bien pour l'importation des certificats verts que pour leur exportation.

Étant donné qu'une grande partie de la production verte est non contrôlable, on peut avoir des années avec de très fortes productions comme cette année pour l'hydraulique, on peut avoir des années avec plus ou moins d'éolien.

C'est finalement un moyen de pouvoir travailler sur un marché beaucoup plus vaste.

Un autre avantage est qu'avec un marché de certificats verts, les *traders* ont suffisamment d'imagination pour mettre en place toute une série de dispositifs, d'instruments financiers pour pouvoir traiter les produits à terme, voire encore des options sur les certificats verts.

Dans les études faites par la Commission européenne sur le coût pour respecter l'obligation de la directive sortie en septembre, la France se situait à un niveau nettement en dessous de la moyenne.

Cela veut dire que la France avait intérêt à produire davantage de certificats verts, davantage d'électricité renouvelable et de les exporter par rapport à d'autres pays comme l'Espagne qui pour respecter son obligation, se retrouvait avec un coût très élevé.

Finalement c'est un moyen de pouvoir profiter de la souplesse du marché européen et en même temps d'exporter éventuellement si on est en position excédentaire.

Le dernier avantage par rapport à l'obligation d'achat qui figure dans la loi de février 2000, permettrait de valoriser des projets supérieurs à 12 MW. Ce sont typiquement les projets de taille *offshore* voire de grosses installations de valorisation de la biomasse.

M. Thierry TROUVE – Directeur des relations avec les producteurs, CRE.

Je crois que je ne vais pas forcément être très populaire auprès de vous car je vais vous parler de quelque chose que l'on a très peu abordé jusqu'ici, c'est-à-dire les factures.

On a parlé des objectifs, éventuellement des budgets de dépenses, mais on n'a pas parlé de la manière de payer tout ceci. Pourtant il faut aussi en parler de temps en temps.

A l'horizon 2010 – je ne parle là que de la seule électricité et les estimations sont relativement larges – on peut estimer le montant de la facture sur la partie électrique des énergies renouvelables à environ 12 à 15 milliards de francs par an.

Vous voyez que les ordres de grandeur dont je parle ne sont pas tout à fait les mêmes que ceux dont nous avons parlé tout à l'heure où nous étions plutôt en centaines de millions.

Toujours pour donner quelques ordres de grandeur, 12 à 15 milliards de francs par an représentent environ 5 % de la facture des particuliers ou une augmentation d'une vingtaine de pour-cent de la facture des industriels. Là aussi les montants ne sont pas entièrement négligeables.

Bien sûr pour l'instant tout ceci n'est pas encore très sensible. Comme cela a été dit par M. le Ministre tout à l'heure, l'inertie des systèmes énergétiques est grande.

Par exemple à titre d'illustration, l'augmentation de 1 % des prix de l'électricité que le gouvernement vient de décider, est le résultat des décisions politiques qui ont été prises en 1997 sur la politique en faveur de la cogénération. Et encore ce 1 % est en dessous des conséquences directes de cette politique d'obligation d'achat en faveur de la cogénération.

Puisqu'il est important de parler de cette facture, il est important, me semble-t-il, de savoir qu'on peut essayer de l'optimiser.

Il y a des choix politiques, mais la Commission de régulation de l'électricité, je le précise tout de suite, n'a pas de rôle, de mission dans le domaine de la politique énergétique.

En revanche il se trouve que la loi lui donne la mission de calculer cette facture tous les ans ainsi que le montant des prélèvements qui seront effectués sur tous les consommateurs et sur les grands industriels pour payer la facture correspondante.

Le message que nous essayons de faire passer est le suivant.

Ce message est de dire qu'il y a une facture, qu'il faut essayer de l'optimiser et d'en payer le moins possible à politique donnée dans le domaine des énergies renouvelables.

Je ne vais pas m'étendre sur les différents moyens qui existent et les décrire à nouveau.

On a parlé des obligations d'achat à prix fixe qui, aujourd'hui, sont le principal moyen retenu en France, semble-t-il et des moyens de type marché, soit les appels d'offres qui sont également offerts dans la loi du 10 février 2000, soit leur forme plus élaborée qui sont les marchés de certificats verts.

Je voudrais juste donner l'opinion de la Commission de régulation sur les mérites respectifs de systèmes d'appels d'offres ou plus généralement de marché de certificats verts par rapport aux moyens de type obligation d'achat.

La première difficulté dans un système d'obligation d'achat, est de fixer le bon prix de l'obligation d'achat. Si on le fixe trop bas, il ne se passe rien, l'objectif politique n'est pas atteint et si on le fixe trop haut, c'est un afflux de projet et on n'arrive pas à maîtriser la quantité qui se réalise.

A titre d'illustration j'ai pris l'exemple de la cogénération, en 1997, le gouvernement décide de mettre en place un tarif en faveur du développement de la cogénération, afin d'atteindre 1 000 MW.

On est aujourd'hui à 4 000 MW et c'est seulement quatre ans après que le dispositif mis en place en 1997 a pu être arrêté et qu'un nouveau dispositif a été mis en place.

Il est très difficile de maîtriser la quantité qui se développe à partir du moment où on a fixé un prix. Les décisions sont complexes à prendre pour changer le prix.

Tout ceci est d'autant plus difficile et ennuyeux que pendant ce temps les coûts des filières évoluent, les progrès technologiques se font. En général les coûts des filières baissent et comme le prix reste constant, la rente offerte au producteur a tendance à augmenter.

Par ailleurs concernant un système de prix fixes, il est assez facile de comprendre qu'il entraîne effectivement des rentes indues pour un certain nombre de producteurs.

Dans la mesure où le prix est plus ou moins le même pour tout le monde, les installations les plus performantes, les centrales éoliennes avec les meilleures éoliennes possibles dans les régions les plus ventées, rapporteront forcément plus d'argent que celles qui ont de mauvaises machines et qui sont dans des régions moins ventées.

De ce point de vue, les rentes indues existent et je vous renvoie à l'avis de la Commission de régulation au printemps dernier sur le tarif éolien décidé par le gouvernement, qui fait apparaître en moyenne pour l'éolien de 20 à 22 % de rentes sur fonds propres après impôt. Ces rentes ne nous paraissent pas forcément normales dans la mesure où elles sont payées avec l'argent de la collectivité.

Finalement on aboutit à subventionner les installations qui sont les moins compétitives et si on pérennise le système, comme le disait tout à l'heure M. COLOMBANI, on n'encouragera pas les producteurs à faire les efforts de productivité nécessaires.

Je vous donne une information en passant sur l'éolien, mais M. MERLIN en parlera peut-être tout à l'heure.

Aujourd'hui dans les files d'attente des gestionnaires de réseau, nous sommes à plus de 12 000 MW de demande de raccordement au réseau de transport ou de distribution en France.

Ceci pose d'ailleurs des problèmes du point de vue des réseaux qui, aujourd'hui, ne sont pas prêts à accueillir ces 12 000 MW.

Je n'ai cependant pas de chiffres - M. MERLIN en donnera peut-être tout à l'heure - sur les coûts que cela entraînera. A priori les premiers éléments que l'on peut avoir, nous laissent penser que cela se chiffrera aussi en milliards de francs.

Or ces milliards n'étaient pas comptés dans les surcoûts affichés par la Commission de régulation d'électricité dans son avis du printemps dernier.

Je rappelle simplement que l'estimation que nous avons faite à l'époque était aux environs de 2-3 % d'augmentation de la facture d'électricité pour les particuliers et de 15 % pour les industriels.

A l'inverse, les systèmes d'appels d'offres ont le mérite de maîtriser la quantité puisqu'un objectif est fixé. De ce point de vue, je trouve qu'on est souvent un peu dur vis-à-vis du projet Eole 2005.

On dit que le projet Eole 2005 n'a pas donné de grands résultats alors que les Allemands ont fait 6 000 MW. Certes, mais l'objectif Eole 2005 était de 500 MW et non de 5 ou 6 000 MW. Qu'Eole 2005 ait eu un résultat de 300 MW de projets sélectionnés, n'est pas forcément scandaleux par rapport aux 500 MW du projet initial.

De plus, entre-temps la loi du 10 février 2000 est intervenue. L'on a alors dit aux producteurs d'Eole 2005 qui ont vendu leur électricité à EDF à 31-32 cF, qu'ils pouvaient maintenant la vendre à 55 cF. On comprend qu'ils aient envie de sortir du système pour vendre la même électricité à 55 cF. Si c'était déjà à peu près rentable à 31 cF, à 55 cF la rentabilité sera nettement meilleure.

Le système d'appel d'offres permet éventuellement de prendre d'autres critères en compte comme les critères environnementaux ainsi que les critères de maîtrise de l'aménagement du territoire pour orienter l'implantation des éoliennes dans telle ou telle région.

Ce système permet également de prendre en compte les subventions qui peuvent être versées ici ou là par les différentes collectivités territoriales. Dans le cas d'un système d'obligations à prix fixe, viennent de nouveau augmenter la rente touchée par les producteurs.

Pour terminer, la Commission de régulation pense qu'à politique énergétique et à objectif quantitatif donné, les systèmes de marché seront plus économiques pour la collectivité nationale que les systèmes d'obligation d'achat à prix fixes.

Lorsque je parle de système de marché, je parle d'appels d'offres ou de système de certificats verts. Je disais tout à l'heure qu'on pense que cette formule des certificats verts est plus sophistiquée que celle des appels d'offres.

Il a été dit tout à l'heure – et je crois qu'il est important de le prendre en compte – qu'une demi-douzaine de pays de l'Union européenne est en train de passer au système de certificats verts.

Il ne faut pas non plus perdre de vue que nous sommes dans un marché de l'électricité qui est un marché européen et que les coûts qui pèsent sur les consommateurs ou sur les producteurs, les surcoûts dus aux énergies renouvelables qui pèsent dans tous les pays viennent fausser le fonctionnement du marché de l'électricité.

En clair, si en France l'électricité vaut 2 ou 3 cF de plus par kilowatt/heure qu'en Allemagne où le surcoût est de 2 ou 4 cF plus ou moins 1 cF, les producteurs allemands ou français seront plus ou moins compétitifs dans les différents marchés.

Or aujourd'hui, il faut savoir que l'on perd ou gagne un client sur le marché français pour moins de 1 cF du kilowatt/heure.

Il est donc extrêmement important qu'une politique européenne unifiée se mette en place de manière que cette charge qui doit peser sur quelqu'un et qui, in fine reposera sur l'ensemble des consommateurs, soit uniforme et en tout cas qu'elle n'induisse pas de distorsions sur les producteurs.

De ce point de vue, comme cela a été dit tout à l'heure par M. GIRARD, un marché de certificats verts au niveau européen avec des objectifs partagés, a l'immense avantage de permettre l'instauration d'un marché et de ne pas fausser par ailleurs le marché de l'électricité.

J'ajouterai qu'en plus cela permet certainement aussi de faire des économies. Je dis souvent qu'il aurait été plus intelligent vu de l'Europe de développer 6 000 MW d'éolien en France où il y a du vent que d'en développer en Allemagne où il n'y en a pas.

Si on avait une politique européenne et un marché de certificats verts permettant la fluidité des échanges, je pense que tout ceci coûterait moins cher.

En résumé, il me semble que ces politiques en faveur des énergies renouvelables sont des politiques coûteuses et il faut le savoir car nous aurons de toute façon à le payer.

De ce point de vue, tant au niveau national par le choix des mécanismes qu'au niveau européen par la mise en place d'une politique européenne, nous avons intérêt à bien regarder les mécanismes de subvention et de financement de ces surcoûts pour qu'à politique donnée, nous payions le moins cher possible.

M. Dominique MAILLARD – Directeur général de l'énergie et des matières premières, Secrétariat d'état à l'industrie

Vous m'autoriserez peut-être à revenir juste un peu en arrière et je crois que M. BOURDIER ne m'en voudra pas si je lui dis que sa langue a dû fourcher tout à l'heure lorsqu'il a dit que la CNR appartenait à EDF.

Il s'agissait bien entendu de vouloir commenter les contrats qui liaient les deux entreprises jusqu'à ce que la loi du 10 février 2000 viennent les dénouer.

Sur la présentation que vient de faire M. TROUVE au nom de la Commission de régulation de l'électricité, je crois qu'il peut y avoir des querelles d'experts sur l'évaluation des surcoûts ou de telles choses même si M. TROUVE n'a pas dit le contraire.

Je crois qu'il faudrait rappeler que l'estimation des surcoûts doit se faire par rapport à une référence donnée et c'est bien entendu la Commission de régulation qui la définira.

Sur le plan économique il y a cependant distorsion si cette estimation est supérieure à la valeur de l'internalisation des coûts externes que l'utilisation des énergies renouvelables est censée apporter.

L'ordre de grandeur dans l'absolu des chiffres n'a pas d'importance, ce qui compte c'est de savoir si c'est commensurable ou non avec l'internalisation des coûts externes.

Je rappellerai à ce sujet - M. CRIQUI a donné quelques chiffres – que selon les auteurs - et de bons auteurs et des auteurs sérieux - l'amplitude de l'estimation de la tonne de carbone économisée peut varier parfois de un à dix.

Si on prend l'estimation minimale, on joue à se faire peur, mais si on prend l'estimation maximale, on trouve qu'on pourrait encore acheter beaucoup plus cher l'énergie éolienne ou même l'énergie photovoltaïque.

Je ne saurais donc qu'inciter la Commission de régulation à utiliser des fourchettes plutôt que de jeter des chiffres définitifs comme s'ils étaient acquis d'office.

Deuxièmement, M. TROUVE nous a fait des commentaires pour vanter les avantages respectifs et comparés de la formule des appels d'offres et des conditions d'achats à prix réglementé. Je crois que M. CRIQUI nous a aussi rappelé de manière théorique les caractéristiques et je crois que l'on peut être assez facilement d'accord les uns et les autres.

Incontestablement le système d'appel d'offres est incitatif, il pousse les acteurs et notamment les opérateurs industriels à faire les propositions les meilleures.

Inversement, je crois qu'aucun pays qui n'a jamais pratiqué les appels d'offres n'a réussi à conduire à un développement rapide en termes de volume global et donc par voie de conséquence aussi en termes de développement d'une industrie.

Nous avons vu tout à l'heure qu'un des enjeux important pour l'économie française sera aussi d'être dotée d'une industrie performante et efficace, donc d'avoir un marché domestique.

Le constat est que malgré leurs effets vertueux les appels d'offres ont eu, il faut bien le dire, un rendement assez faible.

M. TROUVE rappelait que l'ambition d'Eole 2005 était de 500 MW et qu'on a eu 300 MW de dossiers. Compte tenu du déchet qu'il y aura à la réalisation, on pourra dire qu'Eole 2005 sera peut-être de l'ordre de 200 à 250 MW de réalisation.

C'est un objectif malgré tout et nous sommes néanmoins fiers d'avoir été aussi à l'origine de cette opération qui ne sera pas médiocre par rapport aux objectifs modestes que nous avions à l'origine.

Pour cette raison, considérant qu'il n'y a pas nécessairement lieu de vouloir systématiquement s'aligner sur ce que faisaient d'autres pays – et M. DEMARCQ l'a rappelé tout à l'heure –, sans l'éolien il est inimaginable de pouvoir espérer se rapprocher de l'objectif ambitieux retenu dans la directive.

Si l'on veut se rapprocher de cet objectif, il faut faire davantage d'éolien et donc avoir un dispositif permettant d'y parvenir. Bien entendu cela suppose d'être vigilants sur les inconvénients que peut présenter un système de prix réglementé qui peut générer des rentes indues.

Je voudrais quand même corriger aussi ce qu'a dit M. TROUVE sur le fait que les tarifs étaient uniques.

Les tarifs ne le sont pas puisqu'ils prennent en compte justement la diversité des caractéristiques intrinsèques. Au bout de cinq ans, le tarif est d'autant plus dégressif que les conditions du vent, les caractéristiques du vent sont possibles, de façon justement à réduire la rente pour les producteurs qui bénéficieraient de sites favorables.

On peut discuter pour savoir si cette évolution est suffisante, en tout cas elle existe dans l'intention et il est dommage de ne pas la rappeler.

Je pense aussi qu'il est dommage de ne pas avoir rappelé – le Ministre l'a mentionné – que bien qu'étant fixés, ces tarifs introduisent des coefficients de dégressivité qui me paraissent forts.

3,3 % par an ce n'est pas négligeable. Je crois me souvenir que l'objectif de productivité imposé à EDF dans le cadre du contrat de plan est de 1 % par an. On demande aux producteurs d'éolien de faire sensiblement plus qu'EDF en moyenne.

Par ailleurs – et le Ministre l'a également rappelé – il y a une première tranche de 1500 MW au-delà de laquelle on introduit une baisse de 10 % des tarifs.

Là encore, pour ma part je suis incapable - peut-être que la Commission de régulation a plus de lumière – de dire si ce dispositif sera en lui-même suffisant pour induire une pression sur l'évolution technologique. En tout cas j'ai le sentiment qu'en termes d'affichage, il s'inspire de cet esprit.

Le dernier point - nous n'avons en effet pas uniquement des points de désaccord avec la Commission de régulation – est que je souscris à ce que M. TROUVE a pu dire sur la nécessité dans tous les cas d'œuvrer pour une mise en place européenne de ce dispositif, et ce quels que soient d'ailleurs les dispositifs adoptés par les différents pays.

On peut trouver que le dispositif français est dispendieux, mais je dirai que d'autres pays ont des dispositifs qui me paraissent encore plus dispendieux si bien que je ne sais pas où est le handicap ou l'avantage compétitif relatif des uns et des autres.

Il est certain que la meilleure solution serait un dispositif un peu plus harmonisé et que la Commission européenne, sans doute pensant agir avec sagesse, a préféré ne pas définir un système harmonisé sur les aides. C'était sans doute la condition nécessaire pour parvenir à un compromis, mais cela présente aussi des inconvénients.

En ce qui concerne les systèmes à la carte, on le voit bien pour les directives européennes sur l'ouverture des marchés qui, comme vous le savez ont fixé des planchers sans encadrer les choses. Certains pays décident d'aller plus loin puis font des pressions sur ceux qui sont allés moins loin pour dire qu'au nom de la réciprocité, ils doivent faire comme eux.

Tout en étant très heureux qu'elle ait été adoptée, je regrette un peu que cette directive n'ait pas osé aller un peu plus loin dans l'encadrement et la définition des aides qui sont admises. Je pense que cela se fera, éventuellement d'ailleurs par une sorte de jurisprudence progressive.

M. TROUVE a parfaitement raison d'appeler de ses vœux, une mise en place d'un dispositif européen de même que sans doute un système de certificats verts qui, s'il était mis en place également au niveau européen comme M. GIRARD l'a également rappelé, permettrait certainement d'introduire davantage de fluidité dans le dispositif.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

M. MAILLARD, vous appelez de vos vœux des tarifs plus harmonisés au niveau européen.

Comment peut-on juger vos propositions ?

Les seules propositions avec lesquelles je suis en désaccord, c'est le photovoltaïque.

Pour le photovoltaïque, vous fixez en effet un prix d'achat différent entre les DOM et la Corse où par définition il y a du soleil en tout cas plus que dans d'autres régions. Vous fixez un tarif de rachat supérieur à celui de régions où il y a moins de soleil puisque ces tarifs sont de 2 et 1 F.

J'ai posé la question officielle au Ministre et je vous ai également posé la question officiellement, mais vous avez persisté puisque d'après ce que je sais, c'est actuellement examiné par la Commission supérieure de l'électricité et du gaz.

Comment voulez-vous faire croire que l'on veut développer du photovoltaïque alors que pour le coup, il n'y aurait pas eu un gros développement économique en matière de photovoltaïque ? On aurait peut-être pu aider d'ailleurs une entreprise française comme Photowatt.

M. Dominique MAILLARD

Votre critique porte sur le fait que le tarif d'achat soit supérieur dans les DOM ?

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Si le tarif d'achat est supérieur lorsqu'il y a du soleil, a priori on ne convaincra jamais quelqu'un de faire du photovoltaïque dans un endroit où il y en a moins. Cela veut donc dire qu'on ne veut pas que cela se développe.

M. Dominique MAILLARD

Il y a deux choses.

Concernant la première, vous savez mieux que moi que dans les DOM, les termes de référence sont plus élevés puisque les moyens de production auxquels se confrontent tous les moyens de production locaux ne sont pas comme en France le nucléaire ou d'autres moyens dont les coûts de revient sont les mêmes, mais souvent des moyens de production dont la base est assurée à partir de produits pétroliers ou de moteurs thermiques.

Il y a donc un écart qui n'est pas tout à fait de l'ordre de 1 F, je vous le concède volontiers, mais qui est au moins de l'ordre de 50 à 60 cF de plus par kilowatt/heure.

En termes d'écart relatif par rapport au coût de référence, cette différence reflète ces éléments.

Par ailleurs, des signaux peuvent être donnés aux opérateurs, de s'intéresser de manière préférentielle au secteur où la rentabilité énergétique, la profitabilité de ce genre d'investissement est la meilleure pour les raisons que vous indiquez compte tenu de l'ensemble des éléments, compte tenu des conditions climatiques.

Si on doit commencer quelque part, les DOM sont sans doute l'endroit où l'on peut avoir la meilleure valorisation.

Et comme cela a été dit par le représentant du Secrétaire d'Etat aux Territoires d'Outre-mer, le marché n'est pas non plus un marché négligeable.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Vous justifiez la position européenne de différencier. C'est une plaisanterie.

Je pense cependant que ce n'est pas très bon, je l'ai déjà dit plusieurs fois publiquement et nous le redirons sans doute dans un écrit.

M. André MERLIN – Directeur du RTE (Réseau de Transport de l'Électricité)

Compte tenu de l'heure, je voudrais être bref et concis d'autant qu'un document explicitant davantage la problématique que je vais développer, sera à votre disposition à la sortie.

Je voudrais principalement parler du problème du raccordement au réseau électrique des installations de production décentralisées et tout particulièrement de la production d'origine éolienne.

Auparavant permettez-moi de dire deux mots de ce qu'est RTE puisque c'est un nouvel acteur dans le paysage électrique français et je dirai même européen compte tenu de sa position au niveau de l'ensemble de l'Europe.

Je dirai également quelques mots du rôle d'un réseau de transport d'électricité car il est finalement assez méconnu. On pense que le réseau de transport joue simplement le rôle de transport des électrons alors qu'il joue un rôle beaucoup plus important surtout par rapport à des productions d'énergie décentralisées comme l'éolien.

RTE est le gestionnaire unique du réseau de transport d'électricité en France. Ceci résulte de la loi du 10 février 2000 qui a été votée au Parlement et qui transpose la directive européenne sur l'ouverture du marché de l'électricité.

Compte tenu du monopole que représente le réseau de transport d'électricité, monopole naturel, son rôle est de permettre l'accès au réseau de tous les utilisateurs de manière non discriminatoire. Pour cette raison, RTE est désormais indépendant du reste d'EDF sur le plan de la gestion comptable et financière comme sur le plan managérial.

C'est aussi RTE – et ce rôle s'amplifie actuellement compte tenu de la croissance du marché de l'électricité en Europe – qui, à partir du négoce d'électricité qui s'opère en France comme ailleurs en Europe, permet ensuite la livraison physique au niveau des différents consommateurs d'électricité ou des distributeurs.

Voilà pour RTE !

RTE est bien sûr en charge du développement de l'exploitation et de la maintenance du réseau, ceci par la loi du 10 février 2000. C'est donc à lui de se charger du raccordement des productions, en particulier de la production décentralisée dès lors que cette production lui est directement raccordée.

Le réseau de transport joue un rôle de transport d'électricité entre les sites de production et les grands centres de consommation ou les centres moins importants. L'élément encore plus important est que cela permet de mutualiser les aléas aussi bien sur la production que sur la consommation.

J'ai là un transparent qui montre la variabilité de la production d'électricité à partir de l'éolien.

Cela a été fait à partir de mesures réalisées sur une ferme éolienne au Royaume-Uni et nos collègues d'Alstom ont bien voulu nous communiquer ces résultats. Vous voyez l'extrême variabilité de la production d'électricité d'origine éolienne.

Cela veut dire que si on veut pouvoir utiliser correctement cette production, il est essentiel qu'elle puisse débiter sur un réseau électrique permettant de mutualiser correctement ces aléas.

Si on veut développer la production éolienne à la hauteur de ce qui a été indiqué tout à l'heure, c'est-à-dire les 14 000 MW dont a parlé M. François DEMARCO, il faut absolument qu'en relation avec ce développement de la production éolienne, on puisse développer le réseau électrique correspondant là où c'est nécessaire.

Non seulement le réseau de distribution est concerné, mais compte tenu des puissances de 14 000 MW, également le réseau de transport. Il l'est d'autant plus qu'il y a un point à souligner.

Lorsqu'on voit les différents projets qui nous sont proposés, aujourd'hui c'est de l'ordre de 13 000 MW, ces projets – et cela se comprend fort bien - se situent généralement dans des zones où la consommation d'électricité est plutôt faible.

Cela veut dire que les possibilités de production qui seront offertes par ces nouveaux moyens, vont dépasser les capacités d'absorption locales ou régionales et qu'il faudra effectivement pouvoir évacuer cette production par l'intermédiaire du réseau de transport d'électricité.

Si on veut effectivement développer l'éolien, il faut penser à développer le réseau de transport en correspondance.

Je vous donne quelques chiffres et je m'arrêterai là, je n'irai pas plus loin dans mon exposé. Je vous donne ces chiffres sur une base très grossière, mais cela vous donnera quand même un ordre de grandeur

Compte tenu des 13 000 MW qui nous ont été présentés, on peut estimer aujourd'hui que le coût de développement du réseau de transport et de distribution, les deux confondus, pourrait être de l'ordre de 22 milliards de francs, ce qui, rapporté au mégawatt installé de production éolienne, représente quand même une part non négligeable du coût total du projet.

Si on se réfère à peu près à un coût de développement du mégawatt éolien de l'ordre de 6 à 7 MF, vous voyez qu'on arrive à des proportions de l'ordre de 25 % pour uniquement la partie raccordement au réseau de transport.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Vous avez cité le chiffre de 12 000 MW, est-ce que ce sont des chiffres en l'air ?

M. André MERLIN

Non ! 13 000 MW, c'est le sigma de toutes les demandes que nous avons reçues aujourd'hui.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Ce sont des demandes qui ont leur permis de construire ?

M. André MERLIN

Non ! Si je me réfère aux chiffres donnés par M. DEMARCQ, il est clair que si on veut produire 35 TW/h d'origine éolienne, il faudra effectivement 14 000 MW. On est donc bien dans l'ordre de grandeur.

A l'horizon 2010, si on veut atteindre l'objectif fixé par les pouvoirs publics, 14 000 MW représenteront plus de 22 milliards de francs de coût de raccordement au réseau.

Il faudra bien sûr voir de manière plus détaillée en fonction de la localisation sur le territoire. Mais il ne faut pas ne pas considérer le coût de raccordement.

J'ajouterai simplement en conclusion que les techniques *offshore*, sont très intéressantes du point de vue de l'économie au niveau des espaces, mais que le coût de raccordement sera encore plus élevé. Nous ne l'avons pas chiffré mais il sera effectivement sensiblement plus élevé.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Je voudrais vous poser une question complémentaire sur le réseau.

Avec les demandes prévisibles de demande d'énergie, a-t-on besoin de 13 000 MW supplémentaires en 2010 ou de plus, ce qui semble être le cas d'après les projections que nous faisons ?

Dans l'affirmative, comment ?

Aujourd'hui nous avons un débat idéologique : énergies renouvelables contre nucléaire.

Nous voyons que si les demandes sont celles indiquées en développant au maximum les énergies renouvelables, en maintenant le potentiel d'aujourd'hui, il faudra d'autres formes de fourniture d'énergie.

Me confirmez-vous ceci ?

M. André MERLIN

Il est difficile de répondre à votre question, pourquoi ?

Le système électrique est interconnecté au niveau européen. Donc raisonner uniquement au niveau français a ses limites.

Si on raisonne uniquement sur la situation en France, quelle est la possibilité actuelle du parc de production français ?

Elle est de fournir de l'ordre de 510 ou peut-être 520 TW/h. Il ne faut pas oublier que la France est la première exportatrice d'électricité en Europe. On exporte actuellement de l'ordre de 80 TW/h sur l'année 2001.

Tout dépend bien évidemment de la manière dont se fera l'équilibre des échanges au niveau européen. On ne peut donc pas répondre de manière précise si le parc actuel est suffisant pour satisfaire la demande d'électricité en France.

J'aurais tendance à dire que si on maintient les exportations au niveau actuel, bien évidemment, il faudra en plus des 40 TW/h des moyens de production supplémentaires.

M. François DEMARCQ

Je voudrais faire deux remarques sur ce qu'a dit M. Thierry TROUVÉ tout à l'heure et sur ce que vient de dire M. MERLIN.

Je crois qu'il y a d'abord une petite erreur de raisonnement sur la question des distorsions de concurrence dont M. TROUVÉ nous a parlé tout à l'heure.

Il nous a dit que le fait d'avoir choisi en France un système de prix garanti, va introduire des distorsions de concurrence entre producteurs d'électricité. Je crois que ce n'est pas vrai.

Je crois que le coût va reposer sur les consommateurs et non pas sur les producteurs parce que le surcoût qui sera déterminé par la CRE, lié à ces tarifs préférentiels, sera pris en charge par un fonds dans lequel le consommateur va payer, parce que chacun des producteurs sera amené à payer indépendamment du fait de savoir s'il est français ou étranger.

C'est donc lorsqu'on consomme en France que l'on payera en France et ce sont les fournisseurs d'électricité en France qui ajouteront cela sur leurs factures. Donc le fournisseur français et le fournisseur allemand en France, vont facturer chacun à leurs consommateurs français la même somme rapportée au kilowatt/heure.

Et s'il y a des problèmes de distorsion de concurrence, je comprendrai que de grands consommateurs d'électricité disent que s'ils fabriquent de l'aluminium en France, ils vont payer un surcoût pour l'éolien, c'est vrai.

En revanche qu'entre RVE et EDF, fournisseurs sur le marché français, cela introduise une distorsion de concurrence, je ne suis personnellement pas d'accord.

Par ailleurs, je voudrais faire une remarque et peut-être poser une question sur les coûts de renforcement de réseau.

Ma remarque précédente est importante pour dire qu'EDF sera toujours en capacité d'exporter en gros son courant nucléaire. EDF ne sera pas gênée par le surcoût de l'éolien sur le marché allemand. C'est le consommateur français qui paye, ce ne sera pas le consommateur allemand du nucléaire français qui payera. Dans la compétition en Allemagne, il n'y aura donc pas de distorsion au détriment d'EDF.

C'est le corollaire du point précédent.

Maintenant en admettant que les conditions de la compétition internationale sont vérifiées, on a en France une capacité à exporter faisant que l'on peut postuler – et on l'avait fait dans nos études – qu'en gros la compétitivité du courant électrique français sur le marché étranger étant ce qu'elle est, on va continuer à exporter dans des conditions proches de ce que l'on a aujourd'hui.

La consommation additionnelle des consommateurs français entre aujourd'hui et 2010, devra donc se traduire par une production additionnelle. Si cette production a lieu en France, on aura de nouvelles capacités de production, donc des renforcements de réseaux qui seront nécessités par ces nouvelles capacités de production.

La question n'est donc pas tant de savoir s'il faut dépenser 22 milliards de francs pour raccorder 14 000 MW d'éolien, mais si, en France, une autre stratégie de production d'électricité que l'éolien serait susceptible de diminuer substantiellement ses coûts de renforcement de réseau supplémentaire.

J'imagine que si on augmente de 25 % la capacité de production ou en tout cas la consommation française d'électricité, cela fera peut-être 20 % seulement sur la capacité de production et on aura de toute façon des renforcements de réseau à faire.

Renforcer le réseau est-ce beaucoup plus cher pour l'éolien que pour autre chose ?

Vous allez me dire que compte tenu du fait que la courbe de l'éolien n'est pas totalement fiable, il y a donc des renforcements à faire qui sont peut-être supérieurs à ce qu'aurait un fonctionnement en base. Il faut cependant peut-être préciser un peu ces chiffres.

M. André MERLIN

Je n'ai pas du tout développé ce point dans mes propos tout à l'heure.

Une des caractéristiques de l'énergie éolienne est que c'est une puissance non garantie. On n'a de l'électricité que lorsqu'on a suffisamment de vent mais il ne faut pas trop de vent non plus car s'il y en a de trop, on est obligé d'arrêter les éoliennes. On les arrête également si on n'en a pas assez.

Qu'est-ce que cela veut dire ?

Cela veut dire que si effectivement on n'a pas la possibilité d'utiliser cette production, il faut qu'il y ait une production en réserve permettant effectivement de satisfaire la demande d'électricité. Il n'est pas pensable de délester l'électricité essentielle à la vie d'un pays comme le nôtre pour se permettre de gérer l'équilibre offre/demande à partir d'un rationnement de la demande.

Cela veut dire qu'il faudra de toute manière prévoir des moyens de réserve et bien évidemment les capacités de raccordement de ces moyens au réseau.

Pour cette raison j'insiste sur ces coûts de raccordement au réseau de transport de l'éolien d'autant que ces coûts sont en grande partie facturés au promoteur de ces projets.

La réglementation actuelle conduit effectivement à imputer les coûts de raccordement, de renforcement amont du réseau de transport à ceux qui se raccordent au réseau. Il est donc essentiel pour les promoteurs de projets de bien connaître les conséquences financières qu'aura effectivement sur le réseau le raccordement de ces moyens de production.

M. Raymond LEBAN – Président du département économie et management, CNAM

Je voudrais faire une remarque. Le voile commence à se lever sur la manière de faire fonctionner un parc de production dans lequel la part d'éolien est importante.

Vous dites qu'il faut renforcer le réseau parce qu'il y a des problèmes d'évacuation, mais au cours des auditions, on nous a dit que pour des questions de stabilité, il fallait avoir des moyens de réserve complémentaires.

Peut-on dire que c'est toujours le cas ? Peut-on commencer à le chiffrer ? Qu'est-ce que cela veut dire ?

Il faut bien qu'on arrive à avoir une vision d'ensemble de ce que coûte le développement de l'éolien.

M. André MERLIN

Il est vrai que je viens seulement d'aborder ce point.

Il est effectivement plus difficile de le chiffrer. On peut dire que dans le nouveau contexte qui est celui du marché en Europe, on valorise deux choses différentes.

On valorise d'une part les kilowatts/heure qui sont échangés au travers des transactions commerciales et d'autre part de la réserve, de la capacité de production en réserve au travers de ce qu'on appelle le marché d'ajustement.

Il est vrai que l'éolien ne pourra pas participer à ce marché d'ajustement, c'est très clair. Il ne pourra donc pas trouver une valorisation au travers de ce marché d'ajustement ce qui n'est pas le cas de l'hydraulique ni du thermique classique voire du nucléaire.

C'est donc une source de revenus en moins de ce fait.

M. Thierry TROUVE

Je voudrais revenir sur une ou deux questions qui ont été posées.

En ce qui concerne la remarque de François DEMARCO, il a effectivement raison dans le principe et la théorie.

Les choses ne sont cependant malheureusement pas aussi simples que cela dans la mesure où dans chaque pays la réglementation est différente et il en est de même pour les systèmes de compensation. Ils peuvent d'ailleurs ne pas exister du tout ou exister.

Selon la nature du système existant dans tel ou tel pays, les montants de compensation ou de non-compensation pour les opérateurs sont différents ce qui leur permet de disposer ou non de «subventions» ou de «non-subventions» qui seront différents d'un pays à l'autre et donc de pratiquer des prix plus agressifs, ceci même s'il ce qu'il a dit par ailleurs était effectivement exact.

Je voudrais également revenir sur la remarque du Directeur général de l'énergie concernant l'évaluation des surcoûts et l'internalisation des coûts externes.

Tout à l'heure j'ai donné des chiffres, des fourchettes de 12 à 15 milliards de francs, je n'ai pas parlé de coûts externes ou d'internalisation de coûts externes.

J'ai simplement fait une différence que la loi nous demande de faire avec le tarif tel que décidé par le gouvernement dont on peut discuter.

On peut essayer de savoir si ce tarif valorise à sa juste valeur les coûts externes, mais ce n'était pas mon sujet. C'est un autre sujet abondamment développé dans notre avis. Je vous engage à vous y reporter.

Mon sujet était le tarif moins les coûts évités. Là il s'agit des coûts évités par référence au prix de marché en gros. On est en train de faire une consultation publique sur ce sujet pour savoir quelle méthode de coûts évités choisir.

D'un point de vue fondamental, on voit bien, on est à peu près au niveau du marché et lorsqu'on fait cette différence entre ces deux chiffres, on arrive à 12, 15 milliards de francs par an à partir de l'année 2010.

Je dirai un dernier point sur les tarifs et c'est vrai que j'ai volontairement simplifié le propos pour ne pas être trop compliqué.

C'est vrai que le tarif éolien est dégressif en fonction des sites, néanmoins la rente versée est croissante en fonction de la qualité des sites. Et dans l'avis que nous avons rendu, dans un site à 2 000 heures on a 15 % de taux de rentabilité sur fonds propres après impôts alors que dans un site à 3 000 heures on est à 28 % de taux.

Cela change effectivement, même si le tarif lui-même est dégressif. Mais la dégressivité n'est pas totalement compensée, loin s'en faut.

M. François DEMARCQ

Je ne suis pas d'accord avec cela.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Nous en reparlerons.

M. HUBERT, on a parlé de pénalités carbone, quelle est la position du Ministère de l'Environnement ?

M. Philippe HUBERT

Le Ministère de l'Environnement était favorable à une taxe TGAP qui n'est pas très loin de cette approche.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Non, je parle de la pénalité carbone.

M. Philippe HUBERT

Ce n'est pas très loin dans l'esprit.

Si vous me parlez de position théorique, nous sommes à peu près dans le même esprit.

Je crois que là on parle de la pénalité carbone un peu en tant que concept, la question est celle qui s'est posée à propos des autres taxes dont on parlait en termes de modalité d'application pratique.

C'est peut-être là que se poseraient le plus de difficultés, il faudrait effectivement la fixer, réussir à se mettre d'accord dessus.

On a parlé d'un facteur de 1 à 10, néanmoins si on arrive à avoir un consensus assez solide à ce sujet, cela fournirait une base assez efficace pour réguler et permettrait peut-être d'échapper aux discussions que l'on peut avoir.

Je viens d'entendre parler de surcoût, de rente, entendre le mot *surcoût* nous paraît un peu exagéré, c'est un surprix.

S'agit-il vraiment d'un surcoût ?

Ce n'est pas exactement notre position. On va payer plus cher, mais la différence entre les prix peut être considérée soit comme une rente, soit au contraire comme la suppression d'une rente pour ceux qui émettent du carbone. Et on peut se demander de quel côté est la rente.

M. François DEMARCQ

Je ferai juste un petit point sur les questions de rentabilité liées au tarif éolien.

Je crois qu'il y a un désaccord entre la CRE d'une part qui a effectivement publié un avis mettant en évidence des «rentes» à un niveau très élevé et le Ministère. Puisque Dominique MAILLARD est parti, je me permets de parler un peu en son nom sachant qu'on a travaillé de manière très étroite avec le Ministère sur la fixation de ces tarifs.

Nos calculs ne sont pas effectués sur la base de fonds propres. La proportion de fonds propres dans un projet dépend évidemment du promoteur du projet. Il est possible que lorsqu'on a affaire à un très grand industriel triple A, on exigera qu'il mette un peu moins de fonds propres que si on a affaire à une PME sur ce type de marché émergent.

On a donc raisonné en taux de rentabilité sur projet. Les tarifs tels qu'ils sont et compte tenu des coûts tels qu'on les connaît aujourd'hui, correspondent à une fourchette de 10 à 13 % de taux de rentabilité sur le projet.

Cela peut paraître excessif si on le veut, mais c'est pour 1500 MW et encore si ces 1500 MW se faisaient dans la première année puisqu'on l'a dit, les tarifs sont rapidement dégressifs.

C'est le signal de départ, sachant qu'il y aura une dégressivité très forte à l'avenir. Et en tant que signal de départ et pour marquer une volonté politique dans une phase de transition où il faut mobiliser les acteurs, cela ne me semble pas excessif.

Je crois qu'on n'est pas dans un régime où on a constitué une rente indue pour toujours. On est dans une incitation forte à démarrer sur une filière nouvelle.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

J'ai une question d'un autre d'ordre à laquelle soit M. DEMARCQ soit l'adjoint de M. MAILLARD pourra répondre.

Après ce qu'a dit le représentant de la Commission européenne tout à l'heure, qui souhaitait favoriser les biocarburants, êtes-vous en faveur d'une incorporation obligatoire de biocarburants dans nos carburants en vente classique ?

C'est ce qui se fait aux États-Unis et ailleurs.

M. François DEMARCQ

Premièrement M. HANREICH a parlé d'un paquet biocarburants adopté par la Commission. Pour l'instant, c'est adopté en tant que proposition de la Commission, avant d'aller devant le Conseil et le Parlement.

La directive concernant l'incorporation obligatoire de biocarburants dans les carburants sera probablement à voter à la majorité qualifiée au sein du Conseil.

Le volet fiscal, qui modifie la directive sur les assises qui s'impose aux États membres concernant les carburants, permettra de défiscaliser officiellement le biocarburant par rapport au carburant normal, sachant qu'on vit sous ce régime aujourd'hui en France en vertu d'une sorte de dérogation provisoire, de programme pilote.

Cela vise à pérenniser en réalité la pratique française actuelle qui encourage l'incorporation de TBE ou d'esters méthyliques végétaux dans les carburants qu'il s'agisse de l'essence ou du gasoil. On va pérenniser officiellement au niveau communautaire, la déduction fiscale telle que pratiquée aujourd'hui.

Dans l'état actuel des traités, le volet fiscal doit être voté à l'unanimité du Conseil.

Ce sont les éléments factuels. Ce sera discuté dans les prochains mois. Je pense qu'il n'y a pas encore de position bien définie au sein du gouvernement.

En tant qu'ADEME, nous considérons que les carburants d'origine végétale de même que d'autres produits d'origine végétale aujourd'hui, solvants, lubrifiants d'origine végétale, sont des sujets d'avenir. On a un grand programme de recherche dans le cadre d'un GIS qui s'appelle AGRIS avec un grand nombre d'organismes de recherche et d'industriels

Il est vrai qu'aujourd'hui la filière biocarburants tient grâce à ces déductions fiscales, on pense qu'elles peuvent être réduites au litre compte tenu de l'avantage effectif de serre indéniable que cela représente.

Même si on peut toujours discuter sur le caractère intensif de l'agriculture et les intrants en agriculture qui, à l'évidence, ont un contenu en effet de serre implicite, il y a quand même un bénéfice positif et de nombreuses études ont été faites et mériteraient d'être reprises maintenant.

Maintenant en ce qui concerne les chiffres, je pense qu'il y a encore beaucoup de travail à faire pour savoir où se situe un optimum. N'oublions pas que tout ceci est lié à la politique agricole et que l'optimum n'est pas seulement énergétique.

M. Édouard FABRE – Laboratoire d'utilisation des lasers internes, école Polytechnique

J'ai une question qui a trait au carburant et un peu à la biomasse, question à laquelle vous avez partiellement répondu M. DEMARCQ.

Dans ce que vous dites, j'ai l'impression qu'on attend les instructions de la Commission européenne éventuellement pour démarrer des actions dans le domaine.

Il me semble que dans le domaine de la biomasse par exemple des carburants ou dans celui de la chaleur dont on a parlé dans le secteur résidentiel tertiaire, un certain nombre d'actions pourraient démarrer dès aujourd'hui, même si elles sont précédées par un volet recherche mais pour aboutir dans cinq ans et avant 2010.

A ce moment-là, ne serait-il pas intéressant, justement pour respecter non pas ce dont on a beaucoup parlé, de la production d'électricité, mais les accords de Kyoto, c'est-à-dire d'émission de carbone, de s'occuper de ces secteurs, c'est-à-dire celui des carburants, de la production de chaleur ?

Ne serait-il pas intéressant de s'en occuper, de mettre autant d'énergie dans les subventions qu'on en a mis pour l'électricité, de les mettre plutôt dans ces secteurs et peut-être au départ dans la partie recherche ?

Cette partie recherche pourrait finalement être rentable non pas dans dix ans mais bien avant puisqu'un certain nombre de procédés sont pratiquement mûres.

Dans la production d'éthanol par exemple, c'est quelque chose qui peut se faire dans les années qui viennent. L'éthanol à partir de la ligno-cellulose est quelque chose qui peut se faire dans cinq, six ans.

Il y a des aspects recherche qu'il faudrait développer dès aujourd'hui pour pouvoir aboutir, peut-être avant les échéances de 2010.

M. François DEMARCQ

Je vous donnerai une réponse factuelle.

Tout d'abord la France est le premier pays européen aujourd'hui en matière de biocarburants.

On fait environ 450 000 m³ de biocarburant qui, aujourd'hui, est dans votre essence ou dans votre gasoil. On ne le sait pas, mais c'est ainsi. La France est en tête de ce point de vue, pour des raisons qui d'un point de vue historique tiennent autant à politique agricole qu'à la politique énergétique.

C'est un fait et cela représente un effort fiscal de la part du gouvernement de l'ordre de 1,2 milliard de francs par an. C'est un effort aujourd'hui du contribuable français qui est considérable sur les biocarburants.

Maintenant en ce qui concerne les efforts pour développer le côté du bâtiment thermique, je voudrais rappeler ou revenir parce que je n'ai pas été assez convaincant tout à l'heure.

En gros dans notre budget il y a 100 MF vers l'électricité, 100 MF vers le bois combustible, on est donc clairement dans le bâtiment, la biomasse, 47 MF vers le biocarburant, le biogaz, les biomatériaux.

On n'a pas parlé des biomatériaux, ce n'est pas vraiment de l'énergie, mais le bois stocke du carbone et lorsqu'on fait un bâtiment, on peut mettre du bois dans le bâtiment plutôt que du béton ou de l'acier. Le contenu énergétique est plus faible et en plus on stocke du carbone.

Il est vrai qu'en ce qui concerne les biocarburants aujourd'hui, la voie qui apparaît à court terme la plus prometteuse, c'est celle consistant à continuer sur l'éthanol ou le TBE.

Il y a d'autres procédés qui sont davantage au stade de la recherche et qui mériteraient probablement une relance des efforts de recherche, je suis d'accord.

Encore une fois, aujourd'hui, il y a des programmes de recherche, en particulier le GIS AGRIS qui représente un effort public, de mémoire entre 20 et 30 MF par an, qui est consacré à ces sujets de bioproduits.

M. Philippe HUBERT

Je voudrais à la fois répondre à la question et généraliser un peu la question du soutien.

J'ai l'impression qu'on a vu cette question essentiellement sous l'angle des prix et des prix de rachat et je crois qu'il faut élargir un peu les choses.

Il y a une polémique sur les prix de rachat, je crois qu'il y en aura encore et qu'il est de toute façon sain de discuter.

Il faut de toute façon ne pas oublier que cela ne marche que pour l'électricité. C'est déjà une limitation en soi par rapport à la problématique plus générale que vous évoquiez.

Il faut donc mettre en place des politiques de soutien globales et je crois qu'il y a trois niveaux :

Le premier niveau est le prix, le prix de rachat.

Le deuxième niveau est des soutiens financiers par un acteur relativement bien identifié, je pense à l'ADEME qui n'est pas très loin d'ici.

Ce que fait l'ADEME est un système relativement souple puisque cela lui permet d'agir au cas par cas, en fonction des circonstances locales, du producteur local et du consommateur. C'est essentiel dans le cadre des énergies renouvelables où les différences territoriales, locales sont extrêmes.

On a parlé tout à l'heure de façon un peu négative en disant qu'il y avait des choses en bout de réseau, etc., il faut le voir aussi de façon positive. A certains endroits, il y a des activités à valoriser.

Les actions de l'ADEME – je crois que M. DEMARCQ l'a dit - sont extrêmement coordonnées avec celles des régions dans le cadre du plan État-régions.

Ce que fait l'ADEME lui permet d'agir au coup par coup, en fonction des différents niveaux de progression des filières

Ce sont des approches permettant une politique assez graduelle et assez flexible.

Le dernier point sur lequel je souhaite insister davantage est qu'il faut envisager des politiques encore plus compliquées lorsqu'il s'agit spécialement de maîtrise de l'énergie. Au début on a parlé des transports, du tertiaire, de maîtrise de l'électricité. Là il faut vraiment faire jouer toute la panoplie des mesures de soutien.

Lorsqu'on regarde ce qui est envisagé et ce qui se passe, on voit qu'effectivement il faut agir au niveau fiscal, au niveau normatif avec des normes habitats, des normes à émission de carburant des voitures, etc., au niveau incitatif avec les accords constructeurs, au niveau de la formation des personnes.

Nous avons parlé de cette formation des personnes un tout petit peu au début, mais je pense que c'est un élément essentiel du soutien. On a parlé des points formation énergie. Il faut quand même que les personnes sachent beaucoup mieux maîtriser l'énergie dans leur habitat.

Cela ne se monétarise pas aussi simplement que les tarifs d'électricité, c'est cependant un point extrêmement important.

Un autre point est que lorsqu'on veut avoir des politiques d'habitat, il faut une implication à tous les niveaux, c'est-à-dire à tous les niveaux territoriaux. Certains aspects relèvent des directives européennes, d'autres de l'État, d'autres de la région, d'autres encore des agglomérations.

Un certain nombre d'outils ont été mis en place, qui permettent d'articuler un peu ces aspects, je pense au schéma de service collectif. Un certain nombre de choses ont été faites.

Toujours pour revenir aussi sur le résidentiel, il ne faut pas oublier qu'il y a des disparités, des iniquités qu'il faut corriger. Lorsqu'on parle de gaspillage pour prendre un vieux mot d'énergie dans l'habitat, c'est souvent de l'habitat ancien ou de l'habitat social.

C'est dans ce type d'habitat qu'il y a le plus de possibilité de gain d'économie d'énergie. Ce sont finalement des personnes avec un revenu assez faible qui n'ont pas de quoi se payer un nouvel investissement et qui devront supporter des factures énergétiques assez fortes.

Je pense que ce dernier volet de soutien est assez important. En fin de compte il ramène à la problématique initiale consistant à se dire que si on soutient quelque chose, c'est quand même pour satisfaire des besoins, pour les satisfaire de la meilleure façon possible et de la façon la plus équitable possible. C'est pour cela que je voulais un peu conclure là-dessus.

M. Jean-Yves LE DÉAUT

Je voudrais d'abord vous remercier d'être venus aujourd'hui.

Avec l'audition d'aujourd'hui, nous aurons auditionné deux cents personnes. Nous aurons réalisé trois cents heures d'audition.

Nous avons écouté les arguments et pas seulement les arguments de prix, mais tous les types d'arguments. Nous avons confronté les points de vue et analysé la situation actuelle.

En écoutant quand même un certain nombre de personnes lors de cette table ronde, tout va bien, la recherche va bien, le développement se fait très bien. On a effectivement résolu la totalité des problèmes, or il en reste beaucoup.

Nous espérons que nous aurons entendu vos arguments et que vous retrouverez dans notre rapport de nombreuses suggestions que vous nous avez faites.

Merci beaucoup !

N° 3415.- Rapport de MM. Claude Birraux et Jean-Yves Le Déaut, au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables.