

# Compte rendu

**Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim**

– Thème : Place du nucléaire dans le mix électrique français

Audition jointe de M. Robert Durdilly, président de l'UFE (Union française de l'électricité), et de M. Thierry Salomon, président de l'association négaWatt..... 2

Jeudi

17 avril 2014

Séance de 15 heures 30

Compte rendu n° 50

SESSION ORDINAIRE DE 2013-2014

**Présidence  
de M. François Brottes  
*Président***

*L'audition débute à quinze heures quarante.*

**M. le président François Brottes.** Pour évoquer la place du nucléaire dans l'écosystème énergétique, nous avons choisi d'inviter ensemble des acteurs qui ne partagent pas le même point de vue.

Ainsi l'Union française de l'électricité (UFE), représentée aujourd'hui par son président M. Robert Durdilly, a-t-elle publié de nombreuses études dont, à l'automne 2013, une contribution à la réflexion sur la politique énergétique de la France à l'horizon 2050. L'UFE met l'accent sur la politique de décarbonation, sans exclure le nucléaire, ainsi que sur la nécessité de préserver la compétitivité et la sécurité des approvisionnements. Elle s'intéresse, en outre, depuis peu à l'effacement.

De son côté, l'association négaWatt, représentée par son président, M. Thierry Salomon, propose une vision plus radicale qui repose sur un système presque totalement décarboné, conjugué à une sortie du nucléaire.

Je dois admettre que négaWatt a été parmi les premiers à bâtir un scénario pour la transition énergétique. Mais, pas plus que l'ANCRE ou l'ADEME, l'association n'apporte de réponses sur le coût et le financement de la transition énergétique, considérant qu'elles relèvent des politiques.

Quant aux modèles économiques des activités liées à la transition énergétique, ils suscitent encore des interrogations nombreuses. Or, plus que jamais, ces chantiers sont devant nous.

Nous sommes impatients de vous entendre, messieurs, et de confronter utilement vos visions pour aboutir à un scénario cohérent qui reste à écrire. La prospective est un exercice difficile dont nous ne sommes pas coutumiers. Essayons ensemble de trouver une voie utile.

Conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, je vous demande de prêter le serment de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité.

*(MM. Robert Durdilly et Thierry Salomon prêtent serment)*

**M. Robert Durdilly, président de l'Union française de l'électricité (UFE).** L'UFE mène une réflexion de fond pour éclairer les décisions politiques. Afin d'évaluer l'impact de la transition énergétique sur le système électrique, les coûts de l'énergie, le bilan carbone et la balance commerciale, elle propose des scénarios contrastés sur le mix énergétique.

Je commencerai en abordant les grands enjeux et les objectifs de la transition énergétique avant d'évoquer la place du nucléaire dans le mix électrique au regard de ce nouveau paysage énergétique.

En matière de transition énergétique, l'objectif majeur est la lutte contre le changement climatique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. A cet égard, le nouveau rapport du GIEC est alarmant ; il montre que la progression des émissions continue

et même s'accélère. Nous sommes face à un enjeu planétaire. En 2015, la France organise la COP21 dont l'issue est cruciale dans cette lutte. La France doit montrer un engagement sans faille en faveur des objectifs que j'ai rappelés. Il lui faut articuler sa politique autour d'une stratégie bas carbone, comme elle en a déjà exprimé l'intention, voire en devenir la vitrine. Pour ce faire, la France doit s'appuyer sur ses points forts : elle émet moins de 1 % des gaz à effet de serre dans le monde ; elle est très bien placée au niveau européen ; elle a réduit ses émissions de 13 % entre 1990 et 2011 grâce à son atout : un parc hydro-nucléaire faiblement carboné.

Nous devons néanmoins améliorer notre performance en matière de CO<sub>2</sub>. Cela suppose une stratégie bas carbone ambitieuse qui cible en priorité la consommation de pétrole – le pétrole représente 60 % des émissions de CO<sub>2</sub> en France tandis que le fuel est la troisième source de chauffage – sur laquelle on a moins travaillé.

Deux leviers peuvent être mis au service de cette stratégie : le premier réside dans l'efficacité et l'intensité énergétique. Cette dernière, qui correspond à la performance intrinsèque des équipements, n'a cessé de s'améliorer, tirée par le progrès technique : les performances des LED sont cinq à six fois supérieures à celles des ampoules à incandescence. La marge de progression est encore importante, mais les améliorations sont conditionnées par la croissance économique. Il est donc crucial de maintenir une forte dynamique de croissance pour pouvoir capitaliser sur l'intensité énergétique. Quant à l'efficacité énergétique, elle doit être adaptée en fonction des exigences en matière de carbone et des coûts en recherchant une meilleure efficacité.

Le deuxième levier tient à la réduction de la consommation de pétrole par des transferts d'usage vers des énergies décarbonées, principalement dans deux grands secteurs : le bâtiment, pour lequel les solutions existent, et le transport, encore en devenir mais qui compte de nombreuses filières porteuses.

Le transfert d'usage doit profiter aux énergies renouvelables thermiques, domaine dans lequel la France est le plus en retard et qui représente les deux tiers de ses objectifs en matière de développement des énergies renouvelables. Les pompes à chaleur, les co-générateurs et la biomasse constituent les principaux gisements.

Pour mettre en place cette stratégie, la France dispose de nombreux atouts : des filières industrielles en matière d'efficacité énergétique, des champions énergétiques nationaux et des compétences reconnues dans l'hydraulique, l'éolien *offshore* et le nucléaire. Elle est donc bien placée pour tirer parti de la transition énergétique.

Nous relevons avec satisfaction que, parmi les 34 plans de reconquête industrielle, 27 intéressent directement l'électricité, qu'il s'agisse de transfert d'usage, de gestion de la demande ou de stockage. Ces plans vont dans la bonne direction.

La transition énergétique ne peut pas être synonyme de repli ou de décroissance. Elle doit être un facteur de progrès.

S'agissant de la place du nucléaire, la politique énergétique s'inscrit nécessairement dans un temps long. Il faut être capable de se donner du temps pour réussir et pour lever les verrous technologiques. Les interrogations portent non pas sur le bien-fondé de la transition énergétique, mais sur ses modalités et son rythme.

Dans cette perspective, l'exploitation du parc existant, dans des conditions de sûreté optimale, est indispensable pour faire les bons choix. La prolongation du parc donne le temps de se préparer et de disposer des solutions technologiques de remplacement les plus performantes possibles.

Dans la gestion du temps, l'Allemagne est un contre-exemple car la trop grande rapidité d'exécution, en dépit d'objectifs louables, produit de l'inefficacité économique. En raison des choix qui ont été faits, de 2010 à 2013, les émissions de CO<sub>2</sub> ont augmenté de 13 millions de tonnes par an, soit plus 40 % des émissions du parc de production électrique français. Au Danemark, malgré le développement des énergies renouvelables, le charbon représente encore 60 % de la production d'énergie. En revanche, la Suède offre un bon exemple : grâce à une stratégie bas carbone inscrite dans la durée, le mix électrique, composé de 58 % d'énergies renouvelables, 40 % de nucléaire et 2 % d'énergie fossile, est presque totalement décarboné. La compétitivité reste remarquable puisque le prix du mégawattheure est de l'ordre de 30 à 35 euros.

Plusieurs conditions et principes, qui relèvent presque du bon sens, doivent être respectés pour réussir : en premier lieu, il faut s'interdire de développer des moyens de production en l'absence de besoins, au risque de créer des surcapacités coûteuses pour la collectivité. Plusieurs pays européens sont en train d'en payer le prix. Dans la situation économique actuelle, cette préoccupation doit passer au premier plan et demande un pilotage sérieux.

En deuxième lieu, il convient d'agir en bon gestionnaire, d'une part, en privilégiant les solutions à bonne rentabilité, y compris dans les énergies renouvelables, par le choix de filières à maturité qui ne demandent pas de subventions ; d'autre part, en tirant parti des synergies européennes, sans toutefois se départir du souci de la sûreté du système électrique européen.

En troisième lieu, il faut adresser un signal prix-carbone, comme la Suède a su le faire. En l'absence de signal, l'arbitrage se fait en fonction du coût de l'énergie et le charbon en sort inévitablement vainqueur.

En conclusion, il est raisonnable de ne pas dresser les unes contre les autres les énergies qui composent le mix électrique. Il faut, au contraire, tirer profit de leur complémentarité. Il faut mener la transition énergétique dans la durée grâce à un pilotage intelligent, qui tienne compte des progrès technologiques et de l'évolution du marché de l'énergie, et parvenir ainsi à un mix de production équilibré, sécurisé, décarboné et au moindre coût pour la collectivité.

**M. le président François Brottes.** Le ministre australien de l'industrie m'a indiqué que son pays renonçait définitivement à la taxe carbone, ce qui ne facilitera pas la tâche de la France pour la COP21.

Plusieurs notions méritent, me semble-t-il, d'être précisées car elles ne recouvrent pas nécessairement les mêmes réalités pour ceux qui réfléchissent sur ce sujet.

Il en va ainsi de la distinction entre énergie finale et énergie primaire ou entre puissance installée et énergie consommée. S'agissant de l'électricité, on mélange parfois volume et puissance. Sur l'effacement, deux approches s'opposent sans que la réglementation du marché de l'effacement ne les différencie : dans un cas, l'effacement consiste à ne pas

consommer à des moments utiles pour la collectivité, dans l'autre, à consommer autre chose que l'énergie fournie par les réseaux. Quant à l'énergie fatale, la volonté de l'utiliser dans le réseau d'énergie peut conduire à créer des réseaux extravagants.

Il faut s'entendre sur ces notions qui sont essentielles pour déterminer le mix électrique pour les décennies à venir.

**M. Robert Durdilly.** La guerre sur la distinction entre énergie primaire et énergie finale doit être dépassée. La notion d'énergie finale est pertinente pour valoriser les efforts sur l'aval tandis que la notion d'énergie primaire porte plus sur le mix en amont. Cette dernière est donc plus délicate à appréhender car le mix de production évolue, au niveau européen notamment. En outre, dès lors que la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité augmente, la notion d'énergie primaire est moins pertinente.

L'UFE est favorable à une référence européenne pour le mix énergétique et à un ratio d'énergie primaire, qui reflète le plus fidèlement possible la montée en puissance des énergies renouvelables. Mais ce sujet n'est pas épuisé.

Quant à la puissance, depuis la mise en place d'un marché de l'électricité, les efforts en la matière se sont dégradés et cette notion est moins perceptible pour le consommateur. Forts de ce constat, nous avons préconisé l'introduction d'une composante supplémentaire, la capacité, qui fait l'objet d'un marché et d'obligations réglementés, même si la France est précurseur. En revanche, il est important que des notions représentent la dualité intrinsèque de l'électricité – puissance et énergie. Ce sujet n'est, il est vrai, pas toujours bien connu, d'autant qu'il est formulé de manière nouvelle en raison de l'évolution du système électrique et des règles du marché.

La question de la puissance n'est pas sans lien avec celle de l'effacement : en valorisant correctement la puissance, vous parvenez à déterminer la valeur économique de l'effacement. C'est le défaut de valeur qui prive l'effacement du moteur économique nécessaire à son développement. Or, c'est le marché de la capacité qui permet de donner sa valeur à l'effacement. C'est la raison pour laquelle nous avons souhaité introduire cette notion de capacité.

La question de l'énergie fatale est posée au niveau européen à travers la priorité d'accès des énergies renouvelables. Pour développer ces énergies, il faut leur accorder une forme de priorité. Mais, plus leur part augmente, plus cette priorité pose problème. Il faut probablement revoir ce point dans le sens d'une plus grande rationalité. De même, on mesure les limites des mécanismes de soutien sous forme d'obligation d'achat. De nouvelles formes de soutien aux énergies renouvelables doivent donc être imaginées qui ne présentent pas les inconvénients constatés. Il faut également optimiser le développement des réseaux pour une meilleure efficacité. Celui-ci doit être piloté en fonction de l'évolution de la demande.

Nous sommes tous d'accord pour considérer l'électricité comme l'un des instruments privilégiés de la transition énergétique puisqu'elle agrège toutes les formes d'énergie.

**M. Thierry Salomon, président de l'association négaWatt.** Les réponses à vos questions, monsieur le président, éclairent bien les fondamentaux qui sous-tendent le scénario négaWatt.

Avant même l'énergie finale, on trouve l'énergie utile, c'est-à-dire la chaleur, le nombre de calories nécessaires pour maintenir la température d'une pièce par exemple. En choisissant de passer de 21 à 19 degrés, on obtient des négawatts grâce à la sobriété énergétique.

L'énergie finale correspond à l'énergie distribuée au consommateur tandis que l'énergie primaire correspond à la ressource énergétique initiale. L'analyse de la chaîne énergétique réserve de belles surprises : on constate ainsi que l'usage peut permettre des gains énergétiques importants dès lors que le service attendu et les besoins sont déterminés afin d'éviter les consommations superfétatoires ou le gaspillage.

Dans la production nucléaire actuelle, le volume d'énergie lié au rendement des centrales, sous forme de chaleur, est perdu. Il représente 830 milliards de kilowattheures, soit plus que le chauffage de tous les logements et les bâtiments tertiaires de France. Il y a très peu de co-génération. La différence entre l'énergie primaire et l'énergie finale reflète le rendement énergétique du système.

Certaines notions utilisées, que vous n'avez pas citées, n'ont aucun sens. C'est le cas de l'électricité primaire : elle n'existe pas – il n'y a ni gisement, ni mine. L'électricité est un vecteur énergétique, c'est l'uranium qui est l'énergie primaire. Il faut faire plus de pédagogie.

NégaWatt propose un scénario – le troisième pour elle – qui a demandé dix ans de travail à des experts qui sont des gens de terrain. On ne peut pas comprendre ce scénario si on ne s'interroge pas sur les risques énergétiques. Cette question n'a pas été suffisamment posée lors du débat sur la transition énergétique alors qu'il s'agit d'une question sociétale et politique forte. Doit-on prendre le risque nucléaire ou pas ? Le risque est faible, nous l'admettons, mais ses conséquences sont immenses. Peut-on continuer malgré les risques ou essayer de limiter ceux-ci ? Il existe, en outre, d'autres risques, notamment les risques géopolitiques liés au pétrole.

Le scénario que nous présentons repose sur une gageure : peut-on sortir de tous les risques sur une période de trente ou quarante ans ? Existe-t-il une trajectoire possible pour y parvenir ? La trajectoire nous semble d'ailleurs plus pertinente que l'horizon.

**M. le président François Brottes.** Quel scénario proposeriez-vous si vous aviez une filiale en Ukraine ?

**M. Thierry Salomon.** Si l'Ukraine avait adopté un scénario négaWatt, elle serait plus résiliente face à l'ours russe.

La notion de résilience est très importante dans le système énergétique. Il faut construire un système dans lequel la prise de risque est minimale.

La sobriété et l'efficacité énergétique ainsi que le développement des énergies du pays – la France possède les six grands types d'énergie renouvelable – permettent d'être mieux armés face aux risques.

Le scénario de négaWatt propose un mix décarboné à hauteur de 90 % pour la production d'électricité en 2050. Il est composé de la manière suivante : 48 % d'éolien, 21 % de photovoltaïque, 20 % d'hydraulique, 6 % de gaz d'origine renouvelable et 5 % pour la géothermie et les énergies marines, ce qui laisse une marge en cas d'innovations

technologiques. Ce travail examine l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau d'électricité de manière très précise.

Notre scénario ne s'oppose pas à l'électricité, mais plaide pour le développement de ses usages les plus nobles. La part de mètres carrés chauffés à l'électricité dans le résidentiel reste stable, tandis que la part des voyageurs par kilomètre effectué grâce à l'électricité passe de 8 % en 2010 à 31 % en 2050, soit une multiplication par quatre, et celle des tonnes transportées par kilomètre passe de 7 à 38 %.

S'agissant du nucléaire, nous avons décidé d'examiner la situation réacteur par réacteur et de partir de l'hypothèse qu'aucun d'entre eux ne dépasserait les quarante ans. Autrement dit, sur le plan économique, la vie et la production de l'ensemble des réacteurs seraient soumises à cette limite de temps. Cela éviterait de repartir sur cinquante, voire soixante ans. Or il est clair que l'on se dirige vers les soixante ans, dans la mesure où les investissements sont considérables. Cette limite une fois fixée, il faut prévoir le développement des énergies renouvelables. Mais dans la mesure où celles-ci ne se développent pas en un jour, leur montée en puissance doit être réaliste et acceptable.

Notre scénario porte sur une diminution du nucléaire en trois phases : premièrement, un arrêt rapide des réacteurs qui semblent présenter le plus de risques, soit sept ou huit ; deuxièmement, une phase de réduction assez régulière, mais évidemment rapide ; troisièmement, une phase de clôture assez rapide vers 2030-2033, un peu comme le prévoit l'Allemagne – en effet, à un certain moment, il faut fermer l'amont et l'aval du cycle. Cela suppose d'avoir réfléchi aux contraintes de sûreté et aux contraintes énergétiques qui y sont liées.

Le développement des énergies renouvelables doit être maîtrisé et cohérent. Selon notre scénario, pour l'éolien, le rythme maximal d'installation, à terre, serait de 1,75 GW par an. En Allemagne, 3 GW ont été installés en 2013. Les Allemands ont donc déjà fait deux fois mieux. Pour le photovoltaïque, nous envisageons d'installer au maximum, vers 2025, 3 GW par an. L'année dernière, en Allemagne, 3,4 GW ont été installés. Nous sommes donc sur des rythmes que notre voisin a connus et même dépassés.

Au final, on arrive à un résultat assez intéressant, qui est la stabilisation du gaz fossile. Pourquoi du gaz d'origine fossile importé ? Parce que ce scénario ne développe pas le gaz de schiste.

**M. le président François Brottes.** Les scénarios sont malgré tout très liés.

**M. Thierry Salomon.** Nous avons refusé dès le départ une prise de risque environnemental, car celui-ci nous a paru inacceptable. Notre réflexion a donc exclu toute prise en compte du gaz de schiste.

**M. le président François Brottes.** Je parle du marché mondial. Tout est lié. L'avènement du gaz de schiste a fait bouger les lignes, notamment sur les modes de consommation du gaz naturel ou du charbon. Je ne porte pas de jugement de valeur. Je fais un constat.

**M. Thierry Salomon.** Vous avez raison. Aujourd'hui, on assiste à un bouleversement mondial et l'on s'aperçoit qu'en matière de régulation, et notamment de régulation sur le prix du carbone, on est loin du compte.

Nous prévoyons la maîtrise, à un niveau d'environ 500 TWh, du gaz d'origine fossile, à peu près jusqu'à 2030-2035. Ce gaz naturel, que l'on va retrouver sur la mobilité, sur le chauffage, sur la production d'électricité, servira de variable d'ajustement. Mais un phénomène de vases communicants se produira. On utilisera moins de gaz pour se chauffer parce que l'on mènera une politique d'efficacité et de sobriété ; de ce fait, il y aura davantage de molécules gaz utilisables pour des usages plus nobles. D'où cette relative stabilité.

La stabilité du gaz et la baisse considérable du pétrole et du charbon entraîneront évidemment une décarbonisation du système énergétique de l'ordre d'un facteur 15, uniquement sur les émissions de CO<sub>2</sub>.

La question de la décarbonisation fut abordée lors du débat sur la transition énergétique. Le « facteur 4 » est maintenant inscrit dans deux lois : la loi de programmation fixant les objectifs de la politique énergétique (loi POPE) de 2005 et la première loi Grenelle. Or très peu de scénarios aboutissent au « facteur 4 ». En réalité, s'agissant de l'émission de CO<sub>2</sub> due à la combustion, il faudrait un facteur de réduction d'au moins 6 à 7 pour aboutir, en 2050, au « facteur 4 » tous gaz à effet de serre confondus. En effet, il sera beaucoup plus difficile de réduire les émissions de méthane et des autres gaz à effet de serre, notamment dans l'agriculture et l'industrie agroalimentaire. C'est donc bien le secteur énergétique qui servira de moteur pour diminuer l'ensemble de ces gaz et aboutir à un facteur élevé. Il est vraisemblable que le « facteur 4 », au travers des travaux du GIEC, est déjà dépassé. Enfin, par rapport à l'augmentation de la population à venir, le facteur de réduction à atteindre par habitant, est non pas de 4, mais de 5,3. L'enjeu est donc considérable.

Nous sommes des ingénieurs énergéticiens et tentons, dans un premier temps, de définir une trajectoire possible et réaliste en prenant en compte certains risques. Et depuis un an et demi que l'on débat sur la transition énergétique, ce scénario tient de plus en plus la route. Il a même été rejoint par d'autres sur certains points. Pour autant, nous nous sommes dit qu'il fallait aller un peu plus loin sur le plan économique. Trois études ont donc été réalisées, non pas par nous, mais en partie à partir de données que nous avons fournies.

La première montre qu'il y a un potentiel de création d'emplois pérennes dans le secteur de la transition énergétique. Le volume d'emplois créé sera en effet maintenu, dans la mesure où les technologies utilisées requièrent certains emplois, notamment en matière d'exploitation.

La seconde, qui sera publiée d'ici à quelques semaines, a été faite sur un modèle macroéconomique, le modèle ThreeMe, qui a été développé par l'ADEME et l'OFCE. L'ADEME a eu pour mission d'étudier l'ensemble des scénarios, dans le cadre du débat national sur la transition énergétique (DNTE), au travers des différentes trajectoires. L'une des trajectoires s'appelle SOB, pour sobriété, et reprend très exactement les valeurs de négaWatt.

Les résultats sont très intéressants. Le scénario développé par cette étude est marqué, sur la phase 2010-2035, par une croissance de l'activité, de l'ordre de 4 à 5 points de PIB, puis par une stabilisation. On aboutit en quelque sorte à un équilibre du pouvoir d'achat et du revenu disponible des ménages. Autrement dit, dans ce modèle, la baisse de la facture énergétique compensera les investissements et le taux de chômage baissera, essentiellement à partir du moment où la transition commencera à s'opérer, c'est-à-dire vers 2030.

Une baisse considérable de la facture énergétique, pétrolière et gazière, bien que progressive, permettra de retrouver des fondamentaux macro économiques beaucoup plus acceptables que maintenant : baisse de la facture énergétique et, derrière, baisse de la dette de la Nation.

Ce scénario montre une voie possible. La transition énergétique n'est pas seulement le fait de choisir telle ou telle énergie. C'est aussi un modèle économique sur lequel il faudra continuer à travailler. En effet, certains modèles ne reflètent pas encore tous les bénéfices que l'on peut en attendre sur le temps de travail et sur le passage vers une société de services, notamment en termes de mobilité et de transports.

Enfin, une analyse a été publiée, dans le cadre du débat sur la transition énergétique, par le groupe de travail sur les investissements et sur les coûts, puis par le groupe de travail numéro 2 sur les trajectoires.

Quatre trajectoires possibles ont été comparées : la trajectoire DEC, avec plus de 50 % de nucléaire ; la trajectoire DIV, reprise d'un des scénarios de l'ANCRE ; la trajectoire EFF, reprise du scénario de l'ADEME dans sa version 2050 ; et la trajectoire SOB issue du scénario négaWatt.

On constate un niveau d'investissement actuel sur l'énergie de l'ordre de 37 milliards d'euros, et une montée, sur l'ensemble des scénarios, entre 50 et 65/69 milliards d'euros – autrement dit, un différentiel de l'ordre de 20 à 30 milliards d'euros annuels. Lorsque l'on fait un calcul rapide cumulé, le niveau d'investissement se situe entre 2 200 et 2 400 milliards d'euros jusqu'à 2050.

Par ailleurs, dans le scénario de référence, le cumul de la facture énergétique s'élève à 4 500 milliards d'euros sur la période, tandis que dans les quatre scénarios de transition, il varie entre 2 000 et 2 900 milliards d'euros. Il est intéressant de constater que dans le scénario négaWatt, SOB, l'investissement est un peu plus important que les autres sur certaines années – notamment sur la phase de transition 2020-2040 ; évidemment, la réduction de la facture énergétique est, elle aussi, plus importante. Ce scénario aboutit à un écart de 800 milliards d'euros par rapport à des scénarios avec plus de 50 % de nucléaire, comme le scénario DEC.

On peut prendre ces chiffres « pour argent comptant ». Ce n'est pas nous qui les avons établis : ils résultent d'un travail du DNTE, piloté par Dominique Dron, commissaire générale au développement durable. Je pense que vous serez d'accord avec moi pour dire qu'il faut aller encore plus loin et que les quelques semaines de travail qui ont été consacrées à ces scénarios ne sont sans doute pas suffisantes. Nous avons vraiment besoin d'une feuille de route. Quoi qu'il en soit, et pour répondre avec retard à votre question d'il y a quelques années : oui, la trajectoire énergétique est faisable ; oui, d'après ces analyses, un modèle économique semble tenir la route.

**M. le président François Brottes.** Je crois qu'il peut y avoir un accord assez large pour dire que l'idéal est de gagner en efficacité et sobriété énergétiques, de n'avoir plus que du renouvelable, de savoir stocker l'énergie intermittente, et donc de pouvoir se débrouiller tous seuls. Mais avant d'en arriver là, il nous faudra gérer une période transitoire. Nous serons alors face à plusieurs risques : la précarisation énergétique d'une partie de la population, précarisation plus importante qu'aujourd'hui ; la perte de compétitivité industrielle de nos électro-intensifs, qui s'en vont les uns après les autres ; des risques environnementaux ; des risques technologiques ; des risques géopolitiques ; des problèmes d'approvisionnement.

Si je comprends bien, nous avons le choix entre plusieurs énergies de transition : le nucléaire, le gaz, le charbon. Dans le monde, c'est plutôt le charbon qui a été choisi. De votre côté, vous ne nous parlez, ni du charbon, ni du nucléaire, mais du gaz. Or, dans le même temps, GDF Suez ferme ses centrales à gaz. Comment gérez-vous ces contradictions ?

**M. Thierry Salomon.** Si nous parlons ainsi du gaz c'est parce que les sources d'approvisionnement sont relativement nombreuses. Certaines sont européennes – je pense notamment à la Norvège. Ce n'est pas négligeable dans la mesure où le risque géopolitique s'en trouve amoindri. Ensuite, la combustion du gaz n'émet que du CO<sub>2</sub>, ou presque. Eu égard à la très importante question des GES, la molécule de méthane a deux avantages : premièrement, elle est moins polluante dans la phase de transition ; deuxièmement, il est possible d'utiliser les équipements déjà existants, ce qui permettra, dans cette phase, de limiter les investissements.

Nous ne choisissons pas l'hydrogène parce que, contrairement à ce que pourrait dire Jeremy Rifkin, la transition de nos véhicules vers le gaz est faisable : la technologie existe, il faut à peu près 2 000 stations service. Nous disposons d'un formidable réseau qui distribue du gaz vers un peu plus de 70 % de la population sur les centres les plus importants. Nous avons une possibilité majeure d'utiliser des stockages déjà existants. En effet, GDF achète du gaz au prix le plus bas pour le stocker en vue de l'hiver.

Nous ne devons pas considérer le vecteur électrique comme le vecteur unique. Il y a un autre mix possible, qui est celui du gaz. En effet, dans ce scénario, on passe progressivement, au fur et à mesure des équipements et des installations, du gaz naturel au gaz d'origine renouvelable issu de deux sources : la source biologique (méthanisation, gazéification, etc.) et une source de gaz de synthèse, au moment où, vers 2030, la puissance installée renouvelable sera – notamment en matière d'éolien et de photovoltaïque – supérieure à la demande. L'idée de repasser, au travers de l'électrolyse, par de l'hydrogène et par du gaz, est donc tout à fait intéressante. Deux voies sont alors possibles. La première est l'injection directe de l'hydrogène dans le réseau de gaz actuel – pour l'instant, on sait le faire sans difficulté jusqu'à à peu près 8 %. La deuxième est la transformation par méthanation, qui est intéressante parce qu'elle permet d'imaginer des systèmes industriels qui produisent de la chaleur – la méthanation étant une réaction très exothermique. C'est ainsi qu'actuellement, en Allemagne, existent des systèmes prototypes de méthanation, dont le *business plan* est fondé sur la vente de chaleur à 320 degrés pour faire fonctionner l'ensemble. C'est un magnifique exemple d'économie circulaire avec production d'énergie, récupération de chaleur et utilisation de l'ensemble des renouvelables.

**M. Denis Baupin, rapporteur.** Nous sommes tous d'accord pour dire que la transition énergétique passera par la réduction de la consommation de pétrole et de charbon. Je n'y reviendrai donc pas, préférant aborder les questions électriques qui font aujourd'hui débat.

Commençons par la question de l'effacement de la consommation d'électricité et celle des pics de consommation, que notre président a évoquées à plusieurs reprises. Je me suis rendu y a deux jours à une réunion du Conseil supérieur de l'énergie, au cours de laquelle furent examinées les propositions de RTE sur les marchés de capacité. Le moins que l'on puisse dire, c'est que l'on a mis au point des dispositifs compliqués – une véritable « usine à gaz » – pour éviter, pendant quelques heures ou quelques jours par an, de se retrouver en situation de blackout si notre consommation venait à dépasser nos capacités de production.

Cette course-poursuite pour couvrir les besoins très spécifiques de la France en matière de chauffage électrique nous amène à nous interroger sur les conséquences que les hypothèses sur lesquelles vous travaillez les uns et les autres peuvent avoir sur ces éléments de pointe. Je souhaiterais connaître votre point de vue.

J'observe qu'on s'intéresse davantage aux moyens de production d'électricité qu'aux investissements en matière de réseaux. Pourtant, si la transition énergétique doit se traduire par un changement des moyens de production, elle entraînera des conséquences importantes sur les réseaux, en termes de transport comme de distribution. Ces conséquences seront différentes selon que la production est centralisée ou décentralisée, et selon leur histoire. De ce point de vue, les nouvelles installations, qu'il s'agisse des renouvelables ou du nucléaire, exigent des modifications de réseaux. La nouvelle ligne THT de l'ouest de la France, liée à l'EPR de Flamanville, illustre la nécessité qu'il y a à investir en matière de réseaux si on produit du nouveau nucléaire. J'aimerais connaître votre analyse sur cette évolution des réseaux.

Monsieur Durdilly, dans la mesure où vous ne nous avez pas présenté de scénario UFE, il nous est difficile de comparer votre intervention à celle de négaWatt et de connaître la vision d'avenir de l'UFE en matière de production électrique. Vous nous avez dit que vous étiez favorable à un équilibre entre les différentes productions. Mais comment se répartiraient les différents moyens de production d'électricité ? Si vous parlez d'équilibre, c'est qu'il n'existe pas aujourd'hui ? Selon vous, où se situe-t-il ?

Vous nous avez dit, par ailleurs, que vous souhaitiez que l'on prolonge la durée de vie des réacteurs nucléaires. J'aurais tendance à poser la même question que celle que le président avait posée à négaWatt : avec quel financement ? En effet, si l'on en croit les personnes que nous avons auditionnées jusqu'à présent, rien que pour entretenir les réacteurs jusqu'à quarante ans, le grand carénage lancé par EDF coûtera 55 milliards jusqu'en 2025, et donc probablement 75 à 100 milliards en tout – maintien à niveau des installations nucléaires et rattrapage des investissements qui n'avaient pas été effectués dans le passé.

Ensuite, il faudra déterminer quels réacteurs sont en mesure de fonctionner au-delà de quarante ans. Ce sera le travail de l'ASN, qui se prononcera notamment au vu de la tenue des cuves et des enceintes de confinement. Mais avez-vous vous-même une idée du pourcentage de réacteurs susceptibles de tenir plus de quarante ans ? Par ailleurs, l'ASN souhaitant que les réacteurs qui seraient prolongés au-delà de quarante ans atteignent un niveau de sûreté équivalant à la troisième génération, des investissements supplémentaires seront encore nécessaires. Le cabinet Wise, que nous avons auditionné, nous a fait part de son évaluation. Mais peut-être en avez-vous une. En un mot, combien cela coûterait-il et qui financerait ces investissements ?

Dès cette année, en tant que législateurs, nous aurons à choisir une politique de transition énergétique. Pour ce faire, nous devons répondre à cette question cruciale : peut-on faire reposer l'ensemble de la production électrique française sur le pari que  $x$  centrales fonctionneront au-delà de quarante ans ?

Vous avez dit également que nous n'avons pas intérêt à être surcapacitaires en matière de production électrique. Au début de notre commission d'enquête, nous avons auditionné plusieurs intervenants, notamment des électriciens. L'avis général était que, globalement, l'ouest de l'Europe était surcapacitaire. De combien ? Comment le traduire en nombre de réacteurs nucléaires ? Le taux d'utilisation des réacteurs nucléaires étant en

dessous de 80 %, on peut imaginer que si on en avait quelques-uns de moins, on ferait mieux fonctionner ceux qui restent, et finalement, cela coûterait moins cher à la collectivité.

Il y a quinze jours, le directeur général de l'énergie et du climat (DGEC) nous a dit que sur la base de l'objectif fixé par le Gouvernement d'atteindre 50 % de part du nucléaire dans la consommation électrique française, et au vu d'hypothèses qui allaient d'une évolution de la consommation électrique de - 0,2 % à + 0,4 % par an, il y aura sans doute une vingtaine de réacteurs nucléaires de trop – sur 58 – à l'horizon 2025. Partagez-vous ce point de vue ?

Enfin, pouvez-vous nous donner votre vision de l'emploi dans le secteur de la production d'électricité ? Selon négaWatt, quelques centaines de milliers d'emplois peuvent être créés dans les énergies renouvelables. Nos voisins allemands nous disent qu'ils en ont créé à peu près 430 000, ce qui n'est pas négligeable. Avez-vous procédé à une évaluation ?

Cela m'amène à une dernière remarque, que nous avons d'ailleurs faite dès notre première audition avec la Cour des comptes, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et nos collègues du Sénat : en France, nous manquons d'un lieu où l'on pourrait croiser l'ensemble des scénarios énergétiques établis par des ingénieurs et les analyses conduites en matière économique et sociale sur ces questions. Quoi qu'il en soit, quelles sont vos hypothèses en matière d'emploi à l'horizon 2025 ?

**M. Robert Durdilly.** Je vous remercie pour vos questions, qui me permettront d'aborder les vrais problèmes et de réagir aux propos de Thierry Salomon.

Sur la question de l'effacement et des pointes de consommation, vous avez fait référence aux modalités de lancement des marchés de capacité, qui sont effectivement complexes. Mais nous pensons que cette évolution est nécessaire sur la durée. S'il ne plane pas de menace immédiate sur la sécurité du système électrique, des problèmes réels sont envisageables à moyen et à long terme. Au fur et à mesure que l'on sera davantage en tension, que les moyens de production intermittents occuperont plus de place dans le système électrique, on se rapprochera de ces difficultés. Mieux vaut les anticiper. En même temps, ce sera, selon nous, l'occasion de stimuler et de développer les effacements intelligents, qui auront un rôle de variable d'ajustement dans le système électrique. De ce point de vue, il n'y a pas la moindre réticence de notre part. Nous avons été les instigateurs de ces mécanismes et souhaitons qu'ils se concrétisent. Reste à savoir comment les inscrire dans une logique européenne. Nous commençons à travailler avec nos voisins au niveau de la plaque électrique européenne.

Les EnR posent des problèmes de raccordement, au même titre que le nucléaire, mais l'on doit s'assurer de leur bon foisonnement en fonction des lieux de production pour diminuer l'impact des intermittences. De ce fait, les conditions de leur raccordement au réseau sont plus exigeantes.

J'en viens aux points de divergence que nous avons avec négaWatt. L'essentiel – au-delà du fait de choisir, ou non, du nucléaire – porte sur la capacité de notre pays à réduire la demande et la consommation d'électricité. négaWatt part du postulat que nous pourrions procéder à cette réduction de manière drastique sans pénaliser la croissance économique. Or cela n'est pas démontré. Nous trouvons donc très dangereux de construire un scénario ou de piloter une évolution en imaginant maintenir un certain niveau de croissance, d'autant que celle-ci est « boostée » par la démographie, beaucoup plus importante en France qu'en

Allemagne. Construire un tel scénario, même s'il est cohérent en lui-même, sur des hypothèses aussi lourdes, peut se révéler risqué pour l'ensemble du système électrique.

Ensuite, il faut prendre en compte les coûts économiques de chacune des options possibles. Voici quelques chiffres, qui devraient vous donner des ordres de grandeur, si l'on prolonge le nucléaire de vingt ans : la production d'un gigawatt nucléaire coûte en gros un milliard d'euros, avec une disponibilité de 85 %. En revanche, la production d'un gigawatt d'éolien *onshore* coûte environ 1,5 milliard d'euros...

**M. le rapporteur.** Sur quelles études vous fondez-vous ? EDF évalue le coût du grand carénage à 55 milliards d'ici à 2025 et table, au final, sur environ 100 milliards d'euros. Mais la prolongation du nucléaire dépendra des conditions de sûreté qui seront décidées par l'ASN. D'où viennent donc vos évaluations ?

**M. Robert Durdilly.** Nos calculs nous ont amenés à 1 milliard d'euros. Mais c'est une première étape. Le coût sera peut-être plus élevé. Mon objectif était simplement de vous donner des ordres de grandeur, pour le nouveau nucléaire comme pour les énergies renouvelables. Quoi qu'il en soit, la disponibilité n'est pas du tout la même pour le nucléaire, pour l'éolien *onshore*, et *a fortiori* pour le photovoltaïque.

Pour un gigawatt de nucléaire qui coûte 1 milliard (voire 2 milliards) en investissement, l'éolien *onshore* en coûte 6, l'*offshore* 12 et le photovoltaïque 21. Le rapport est donc de 1 ou 2 à 21. Les écarts de coût sont considérables. Il faudra le prendre en compte quand on fera des choix.

Nous considérons donc qu'en l'état actuel des technologies, nous avons intérêt à prolonger le nucléaire existant, tout en renforçant par ailleurs et de façon significative la sûreté nucléaire – ce qui a été intégré dans les coûts.

Encore une fois, la variable temps n'est pas la finalité. L'important est le chemin. Et aujourd'hui, cette prolongation est indiscutablement le moyen le plus efficace pour gérer la transition énergétique.

**M. le président François Brottes.** Vous avez parlé de « productibilité ». Nous sommes bien sur un MW utilisé, et non pas sur un MW potentiellement utilisable ?

**M. Robert Durdilly.** Absolument.

**M. le président François Brottes.** C'est tout à fait différent. Tout à l'heure, j'ai moi-même évoqué la puissance installée et la production réellement utilisée.

**M. Robert Durdilly.** C'est exactement l'illustration de cette différence entre une puissance installée et ce que produit réellement cette puissance installée sur la durée, par exemple sur l'année, en moyenne. Les écarts entre les deux peuvent être considérables.

Je voudrais dire un mot sur les implications macroéconomiques, ce qui me permettra de répondre à la question sur les emplois.

On sait très bien faire des évaluations de créations d'emplois liées à des investissements lourds. Mais on ne sait pas apprécier avec certitude l'effet d'une augmentation du prix de l'énergie induite par ces investissements. L'exemple allemand est illustratif : la transition très rapide a provoqué une vertigineuse augmentation des prix pour les

consommateurs, qui amène à réviser la trajectoire. Nous voudrions éviter d'avoir à procéder à de telles révisions.

Le prix actuel de l'électricité est assez compétitif en France par rapport aux pays européens, mais beaucoup moins par rapport aux États-Unis – du fait du gaz de schiste. Il faut prendre en compte ces éléments, car un coût de l'énergie plus bas est un véritable stimulant pour l'économie.

L'on peut toujours parler de la création de 100 000, 200 000, voire 600 000 emplois, mais la vraie question est de savoir combien seront supprimés si la transition se traduit par une forte augmentation du coût de l'énergie. À cet égard, l'exemple de la Suède est très intéressant : les Suédois ont en effet réussi une transition vers une économie très peu carbonée en maintenant une très forte compétitivité du prix de l'énergie, notamment du prix de l'électricité.

J'insiste : attention aux scénarios construits, par principe, sur une réduction de la demande, pour respecter le « facteur 4 » – voire aller au-delà – sans se préoccuper de la faisabilité du scénario en question. Il faut se poser la question suivante : si l'on n'y arrive pas, que se passe-t-il ? Dans un contexte international où l'évolution du prix de l'énergie peut être pénalisante, nous devons veiller à adopter un mode de transition énergétique qui nous garantisse les prix les plus compétitifs.

Ensuite, l'UFE a pris comme hypothèse une croissance économique de 1,7 %, niveau qui n'est pas déraisonnable et qui, en tout cas, est celui qui garantit à peu près le maintien de l'emploi en France. Or le maintien de la croissance, l'évolution démographique et les transferts d'usage – dans la mesure où une stratégie bas carbone suppose un transfert d'usage vers l'électricité – font que l'on ne peut pas baisser drastiquement la consommation d'électricité, parce que ce serait aller à l'encontre de la transition et cela aurait des conséquences très graves.

Sur le fait que notre parc électrique est un peu surdimensionné par rapport à nos stricts besoins, j'ai plusieurs observations à faire. Premièrement, l'exportation d'électricité nous rapporte à peu près 2 milliards d'euros par an, ce dont nous ne saurions nous plaindre. Deuxièmement, si la demande électrique est soutenue pour les raisons que j'ai indiquées, même si nous devons faire d'énormes efforts en matière d'efficacité énergétique, même si l'intensité énergétique doit s'améliorer dans les prochaines années, il nous faut un socle solide en matière de production électrique. Troisièmement, nous ne saurions renoncer à la prolongation possible des centrales nucléaires, car cela nous priverait d'une valeur économique réelle dans notre système, à une période où cela nous est bien nécessaire.

Je ne répondrai pas à votre question portant sur le nombre de réacteurs nucléaires dont nous aimerions voir prolonger la durée de vie. La décision relèvera de la responsabilité de l'ASN. Il faudra simplement se mettre en situation, quand c'est possible, de prolonger au-delà de quarante ans la durée de vie de ces réacteurs. Si c'est possible pour tous, ce sera très bien. S'il faut en arrêter certains, on le fera. Mais pour les raisons économiques que j'ai indiquées, chaque fois que l'on y réussira, ce sera un bienfait pour l'économie française. Nous en sommes persuadés.

Enfin, qui devra payer ? La réponse est assez claire : la loi a prévu que les coûts de production d'électricité et d'acheminement, et plus généralement tous les facteurs de coût, devraient être répercutés dans les tarifs. Même si des incertitudes planent sur les coûts de

l'éventuelle prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, cela reste encore un très bon investissement au regard des coûts des autres filières alternatives.

**M. Thierry Salomon.** Sur la question de la demande et de la croissance, je vous invite à réfléchir sur un cas de figure assez simple, celui de la rénovation d'un logement. Une rénovation poussée peut permettre une baisse significative de la consommation d'énergie – par exemple de 300 kWh par m<sup>2</sup> à 75 ou 85 kWh par m<sup>2</sup>, comme on sait le faire actuellement en énergie primaire. Cela signifie, pour l'usager, une baisse du niveau de l'énergie à acquérir pour satisfaire à ses besoins. Cela signifie, sur le plan économique, des travaux réalisés par des artisans et des PME, et de nouveaux services énergétiques – par le biais de la garantie de performance, par exemple. D'où un transfert de la production vers des services. C'est cela qui fait la croissance et l'emploi, et qui permet la réalisation de nouveaux équipements en matière de renouvelables.

Il faut donc avoir une vision systémique et ne pas se dire que si l'on consomme moins d'énergie, la France va dépérir. La question est bien entendu beaucoup plus large, et il peut être intéressant de travailler sur des modèles macroéconomiques, malgré leurs faiblesses et leurs difficultés d'usage.

Venons-en à la problématique de l'effacement et de la puissance. Dans le scénario négaWatt, nous avons été très précautionneux. Nous avons choisi, sur l'ensemble de la période, un niveau d'effacement qui ne dépasse pas celui d'aujourd'hui, et qui se situe aux alentours des 3 GW.

On peut imaginer que les réseaux intelligents, les *smart grids*, en se développant, viendront encore accroître les possibilités d'effacement. Moi qui travaille dans le milieu des études sur le bâtiment et l'urbanisme, je suis étonné par le fait que des objets quotidiens, comme les congélateurs ou les réfrigérateurs, seront connectés et permettront de faire de l'effacement. Tout cela va très vite et ouvre des marges de manœuvre. Malgré tout, nous avons voulu être prudents.

Notre scénario prévoit, par ailleurs, un glissement vers beaucoup moins de chauffage à effet Joule, qui est le problème du réseau actuel. RTE, qui vient de refaire ses calculs, a évalué la sensibilité électrotechnique à 2 400 MW par degré : autrement dit, à chaque fois qu'en hiver la température baisse d'un degré en France, il nous faut mettre en marche deux réacteurs et demi de 900 MW. Vous savez que cette sensibilité électrotechnique est une malheureuse caractéristique française : nous avons la moitié de la sensibilité électrotechnique de l'Europe. Si on baisse cette valeur-là par une politique d'efficacité énergétique, de transfert vers des usages beaucoup nobles de l'électricité et vers d'autres énergies, on retrouvera une marge de manœuvre. Dans notre scénario, nous redescendons cette consommation maximale sur l'ensemble du réseau aux alentours de 60/70 GW, donc bien en dessous des records que vous connaissez, qui sont à 110 GW.

S'agissant des coûts de l'énergie, je suis très étonné par les chiffres que je viens d'entendre. Je travaille moi aussi sur ces questions et j'observe que certains coûts sont en train de descendre de façon stupéfiante. C'est vrai du photovoltaïque – y compris sur les installations domestiques – au point que la parité réseau ne paraît plus inaccessible. C'est vrai de l'éolien. Des éoliennes pouvant travailler sur des vitesses de vent un peu plus faibles, une vraie révolution s'annonce ; il sera ainsi possible de les déployer sur le territoire de façon beaucoup plus intéressante.

Les toutes dernières évaluations et analyses en matière de projection de la consommation d'énergie font apparaître pour la première fois une baisse tendancielle à long terme (2030) de la consommation d'énergie électrique dans le scénario dit « de croissance plus faible ». Ces éléments sont sortis ces derniers jours. En tout cas, les trois dernières années ont été marquées par une stabilisation.

Il est intéressant de regarder l'historique de la prospective : chaque année, la projection amène vers des niveaux plus bas pour ce qui est de la demande. Ces niveaux sont conformes à ce que l'on voit en Europe, avec une forte stabilisation, voire une baisse de la consommation d'électricité. Cela renforce les hypothèses que l'on peut prendre au fur et à mesure dans notre scénario.

**M. le président François Brottes.** J'observe tout de même que plus les prix augmentent, plus la parité réseau est proche, et que le facteur climatique et la désindustrialisation ne sont pas forcément étrangers à la baisse de consommation. Mais il faut regarder ce qui se passe sur plusieurs années pour pouvoir confirmer, ou pas, cette tendance.

Messieurs, je vous remercie. Vous nous avez donné des informations qui seront très utiles pour notre rapport.

*L'audition s'achève à dix-sept heures trente.*



**Membres présents ou excusés**

**Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire**

Réunion du jeudi 17 avril 2014 à 15 h 30

*Présents.* - M. Denis Baupin, M. François Brottes, Mme Geneviève Gosselin-Fleury, Mme Frédérique Massat, M. Michel Sordi

*Excusés.* - M. Damien Abad, Mme Sylvie Pichot, M. Franck Reynier

**DOCUMENTS MIS À LA  
DISPOSITION DE LA COMMISSION**

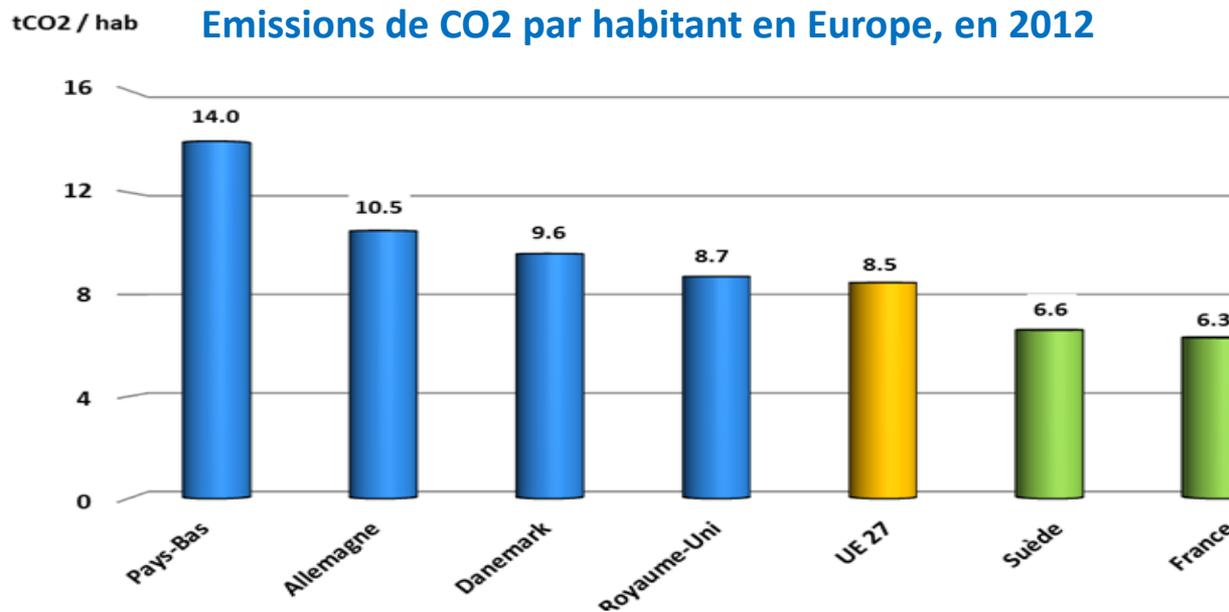
# Le secteur électrique français à 2050 - Audition de l'UFE



Le 17 avril 2014



# La France a déjà réalisé une performance climatique de tout premier rang

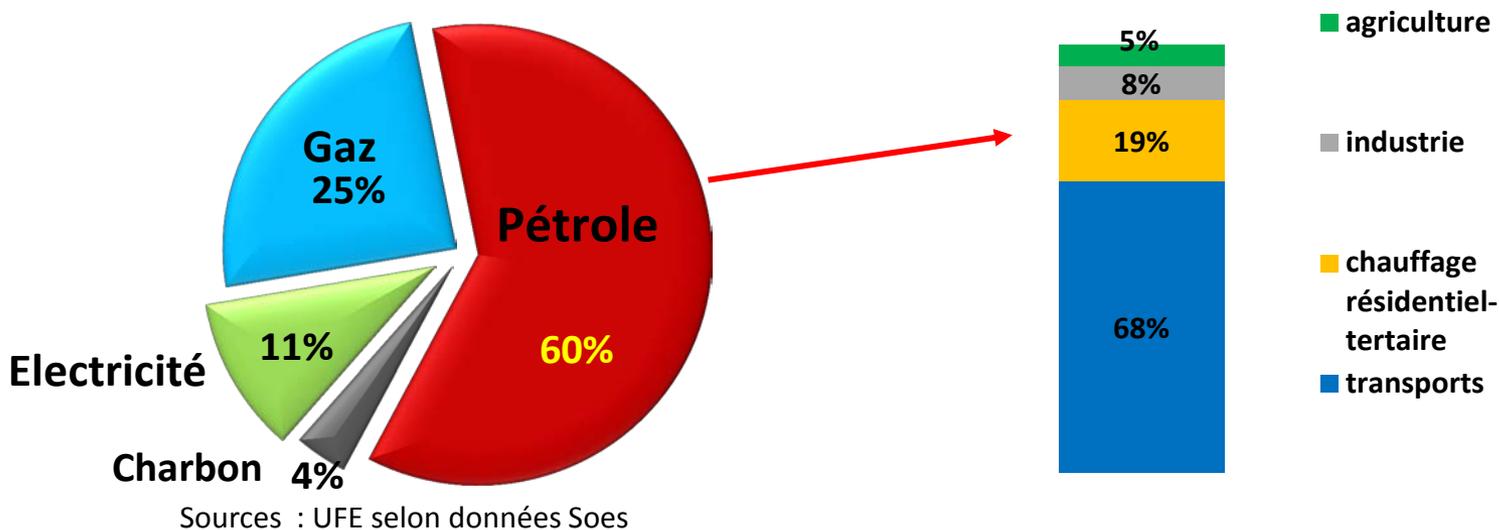


- ▶ Cette très bonne performance a été obtenue grâce au parc électrique
- ▶ Le volume des émissions annuelles de la France est atteint dès le 15 janvier en Chine.



# Renforcer cette performance climatique = Réduire la consommation de pétrole

Origine des émissions de CO2 en France par énergies



Donc deux cibles prioritaires :

Le transport et le chauffage au fioul



# Premier axe d'une stratégie bas carbone : Intensité et efficacité énergétiques

---

## Améliorer l'intensité énergétique

- Poursuivre la diffusion des innovations techniques pour produire plus en consommant moins
- S'appuyer sur la croissance économique

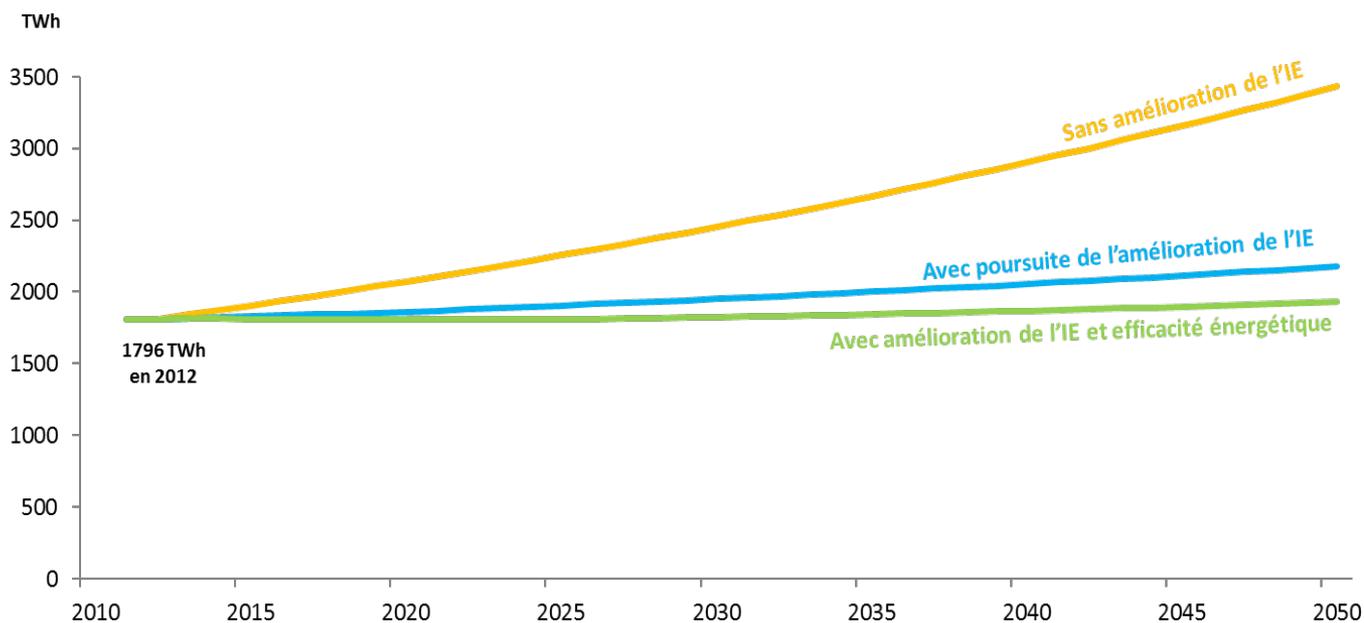
## Cibler les actions d'efficacité énergétique

- Actions pertinentes économiquement
- Actions efficaces en termes de réduction des émissions de CO2





# L'enjeu de l'intensité énergétique



Source: calculs UFE



# Deuxième axe d'une stratégie bas carbone : Transferts d'usages énergétiques au service de la renaissance industrielle de la France

Transferts d'usages du pétrole vers les  
énergies décarbonées :  
Electricité, Gaz, EnR non électriques

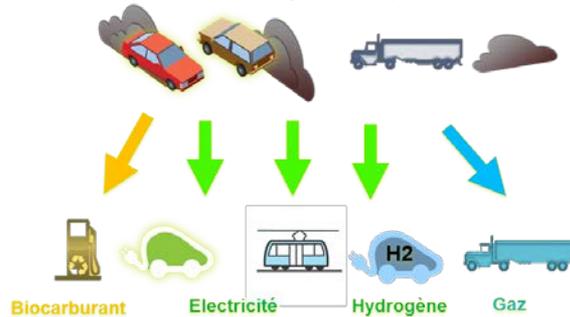


Plan de relance de l'industrie  
(septembre 2013) :  
27 plans sur 34 concernent l'électricité

Bâtiment  
(Fioul domestique :  
6,4 Mtep en 2012)



Transport routier  
(Essence et gazole :  
41 Mtep en 2012)



Bornes électriques de recharge



Réseaux électriques intelligents



Autonomie et puissance  
des batteries



Big data



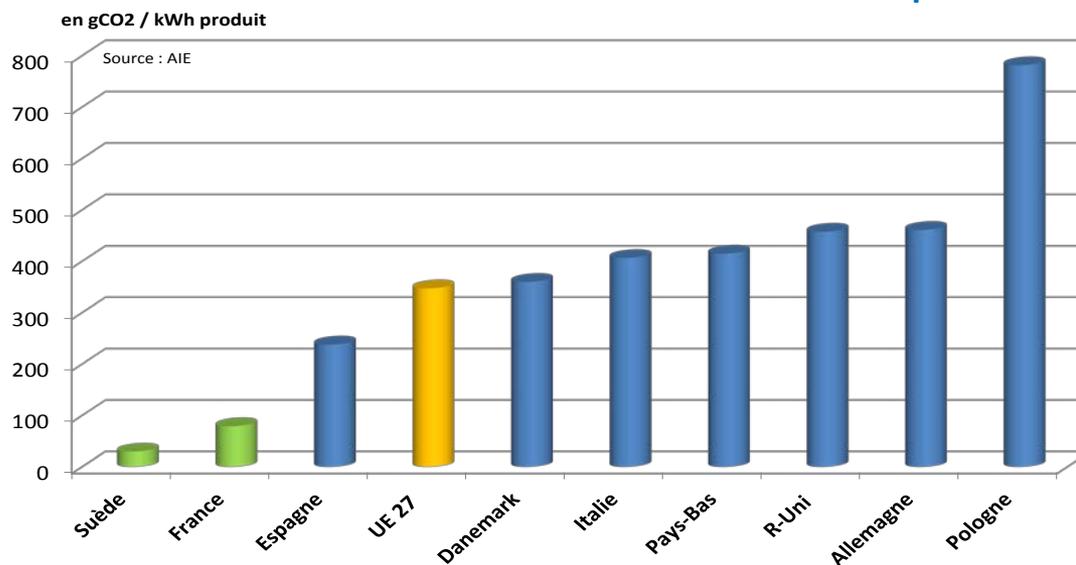
# Pour réussir :

## S'appuyer sur le mix électrique Nucléaire + EnR

► **Une stratégie bas carbone réussie : l'exemple de la Suède**  
Hydraulique + Nucléaire + Biomasse = Economie décarbonée à 61 %

► **Une stratégie bas carbone paradoxale : l'exemple de l'Allemagne**  
Réduction nucléaire + Expansion massive des EnR = Recours croissant au charbon = Economie carbonée à 79 %

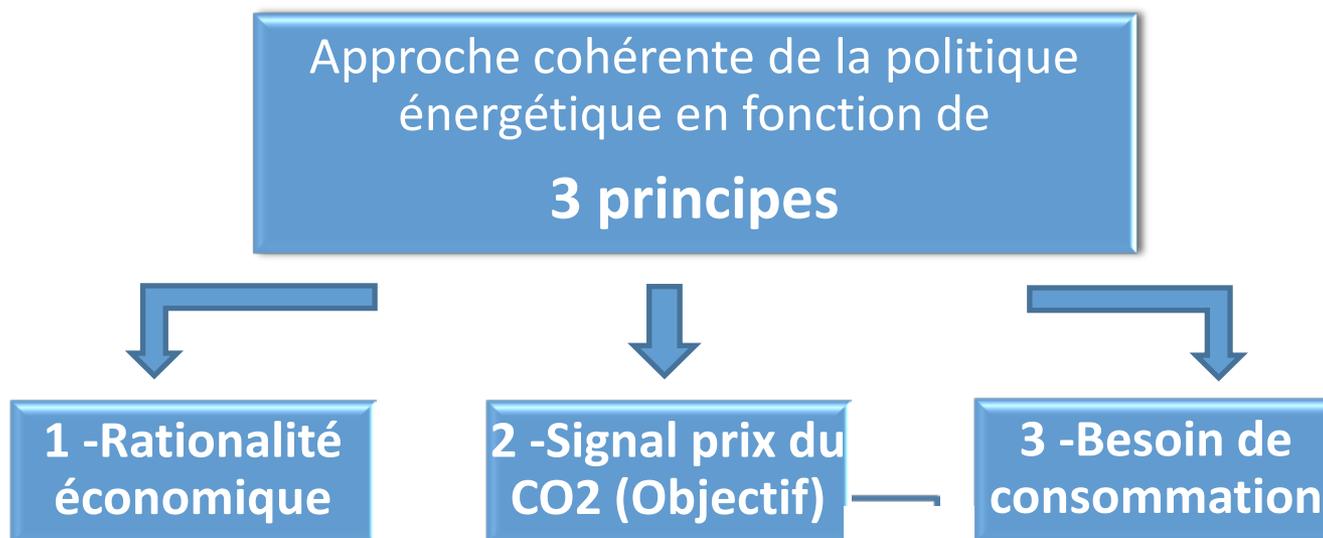
Contenu carbone de l'électricité produite en Europe en 2010





## Pour Réussir :

# Trois principes à respecter



- ▶ 1 - Nécessité d'un marché fonctionnant librement (subventions limitées aux technologies non matures))
- ▶ 2 - Nécessité d'un signal prix carbone renforcé et stable pour éviter le charbon
- ▶ 3 - Nécessité d'investir uniquement en fonction de l'évolution de la demande





## LOI DE PROGRAMMATION POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

# Pour une stratégie bas carbone, une renaissance industrielle dans une Europe plus solidaire

Parce qu'aujourd'hui, la priorité est de lutter contre le changement climatique

Parce que l'urgence est de contribuer à la renaissance industrielle et économique de la France

Parce que le cadre européen s'impose, dans le domaine de l'électricité, comme une nécessité notamment pour garantir la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût

La loi de programmation pour la transition énergétique doit répondre à

### 3 OBJECTIFS-CLÉS

- Lutter efficacement contre le changement climatique en déployant une stratégie bas carbone : **-40% émissions CO2 en 2030**
- Contribuer à la renaissance industrielle et économique de la France par des choix énergétiques économiquement rationnels et par la concurrence
- Clarifier, pour le renforcer, le rôle de l'Europe et la place de la France en Europe

### 6 ORIENTATIONS





## Orientation 1 : Réduire les consommations d'énergie fortement carbonée

*L'axe prioritaire d'une stratégie bas carbone est de s'attaquer aux sources d'émissions de GES les plus émettrices. Représentant 42% de la consommation d'énergie finale et responsable, de 59% des émissions de CO<sub>2</sub>, les consommations de pétrole doivent donc être drastiquement réduites.*

### FIXER DES OBJECTIFS AMBITIEUX EN MATIÈRE DE RÉDUCTION DE LA DEMANDE DE PÉTROLE : -30% EN 2030; -80% EN 2050

Réduire les consommations de fioul dans le bâtiment, 3<sup>ème</sup> source d'énergie utilisée pour le chauffage, et favoriser le développement des solutions de chauffage les plus performantes (PAC, ENR thermiques, chaudières à condensation...).

Réduire les consommations de pétrole dans les transports, secteur qui représente à lui seul 38% des émissions de CO<sub>2</sub>, par le développement de véhicules plus sobres et de modes alternatifs tels que véhicules électriques, hybrides, à hydrogène, au GNV...



## Orientation 2 : Relancer une croissance économique forte, plus économe en énergie

*L'énergie, notamment électrique, est un des moteurs essentiels de la croissance. C'est elle qui accompagne les évolutions économiques et industrielles de la société. D'ores et déjà, modes de vie et processus industriels ont basculé dans une économie de plus en plus numérique, tandis que la population de la France va continuer de croître, générant de nouveaux besoins en électricité. Dès lors, dans une démarche de transition énergétique basée sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la priorité n'est pas de restreindre en tant que telles les consommations d'énergie mais de consommer moins d'énergie carbonée.*

### LE PROGRÈS TECHNIQUE, AXE ESSENTIEL DE LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE

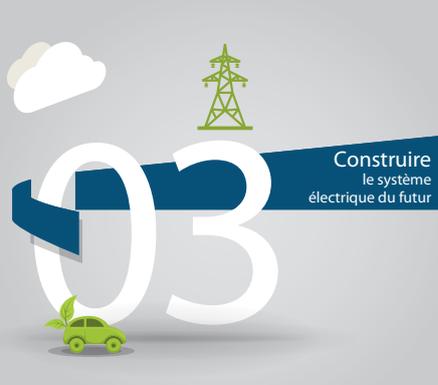
Investir dans la R&D pour de nouvelles ruptures technologiques. Depuis plus de 20 ans, la France a, en effet, constamment amélioré sa performance énergétique grâce au progrès technique; les politiques publiques de soutien à la R&D doivent donc être orientées en faveur des inves-

tissements dans le domaine de l'énergie pour garder une avance technologique durable et favoriser les avancées technologiques qui permettront de consommer moins d'énergie pour plus de productivité et de confort.

### L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DOIT AUSSI ÊTRE ÉCONOMIQUE ET CLIMATIQUE

Investir dans les actions de maîtrise de la demande d'énergie les plus rentables et les plus efficaces pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Afin de ne peser ni sur la compétitivité des entreprises, ni sur le pouvoir d'achat des ménages,

il faut privilégier les actions les plus efficaces en termes d'économie d'énergie, de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et de rentabilité.



## Orientation 3 : Construire le système électrique du futur

*Le système électrique français répond aujourd'hui aux principes de solidarité, d'efficacité économique et de qualité de fourniture. En délivrant une électricité peu carbonée et parmi les moins chères d'Europe, il est un instrument-clé de la compétitivité de la France et de sa sécurité d'approvisionnement. L'objectif de la transition énergétique doit être de renforcer ces atouts, tout en faisant évoluer le mix électrique. L'évolution du système électrique doit être pensée dans une vision d'ensemble, cohérente avec l'objectif prioritaire de réduction des émissions de CO2.*

### LES 4 PILIERS À PRÉSERVER POUR UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE QUI FONCTIONNE : EFFICACITÉ, QUALITÉ, SÉCURITÉ, COMPÉTITIVITÉ

Privilégier les moyens de production offrant la meilleure performance en matière de limitation des émissions de CO2.

Garantir une qualité de fourniture et d'acheminement du courant électrique, compatible avec les attentes de la société.

Assurer une sécurité d'approvisionnement et une sûreté du système électrique, de haut niveau.

Intégrer l'évolution nécessaire des coûts du système électrique tout en maintenant l'avantage compétitif de ses prix pour les consommateurs finals.

### UN MIX DE PRODUCTION STRUCTURÉ SELON L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE

Relier l'évolution des capacités de production, notamment ENR, à la croissance de la demande d'électricité et aux besoins du marché à moyen terme.

Valoriser le parc nucléaire existant en prolongeant sa durée de fonctionnement, sous réserve de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Renforcer le potentiel de production hydraulique.

Adapter la gestion du système électrique en intégrant le développement de la production ENR décentralisée, les besoins de flexibilité associés et la solidarité européenne.

Mettre en place les instruments de marché nécessaires pour permettre aux consommateurs d'optimiser leur consommation et leur éventuelle autoproduction.



## Orientation 4 : Promouvoir l'énergie comme un vecteur de la renaissance industrielle de la France

*Depuis plusieurs décennies, le poids du secteur industriel décroît dans l'économie française. La valeur ajoutée du secteur de l'énergie représente, en France, 2,5 % du PIB et l'énergie est un point d'appui important de la compétitivité du pays, en particulier grâce aux prix de l'électricité. C'est un facteur déterminant, non seulement pour le maintien des parts de marché de la France dans les échanges mondiaux, mais également pour l'attractivité du territoire. De plus, le bon bilan climatique de la France lui permet de se donner le temps de maîtriser le rythme de développement de nouvelles filières énergétiques en se dotant d'une stratégie industrielle globale, gage de réussite de la transition énergétique.*

### PRÉSERVER ET RENFORCER LES CHAMPIONS INDUSTRIELS DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE, FER DE LANCE DE LA FRANCE À L'INTERNATIONAL

Maintenir et développer l'activité des filières de production, transport et distribution d'énergie, pilotage de la

consommation, services énergétiques, équipementiers, qui sont au cœur d'un tissu industriel compétitif en France.

### FAVORISER L'ÉMERGENCE DE NOUVELLES FILIÈRES INDUSTRIELLES

Cibler des soutiens publics, notamment sur les énergies nouvelles, pour permettre la structuration de filières

industrielles fortes et pérennes, capables de gagner des marchés à l'export.

### MISER SUR LES TECHNOLOGIES D'AVENIR

Développer réseaux électriques intelligents, chantier de la Nouvelle France Industrielle, stockage de l'électricité (y compris via des vecteurs tels que l'hydrogène), nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération, nouvelles énergies marines, pilotage

dynamique de la demande d'électricité, data management dans le domaine de l'énergie, sont des domaines à fort potentiel de développement et d'innovation pour le futur.



Préparer  
une gouvernance de l'énergie  
équilibrée et efficace

## Orientation 5 : Préparer une gouvernance de l'énergie équilibrée et efficace

*Dans le domaine de l'énergie, il est indispensable que les orientations soient fixées en cohérence aux niveaux européen, national et régional/local. Elles doivent respecter le libre jeu de la concurrence et minimiser le coût de l'intervention publique en le conditionnant à des objectifs d'efficacité économique et climatique. Il convient donc de redonner une valeur forte au « prix du carbone » afin qu'il soit suffisamment incitatif, pour les industriels, pour investir dans des technologies faiblement ou non carbonées.*

### PILOTER LA STRATÉGIE BAS CARBONE À L'AIDE DE SIGNAUX ÉCONOMIQUES FORTS ET DE LONG TERME

Atteindre un prix du carbone suffisamment élevé (>50€/tonne CO<sub>2</sub>) doit permettre d'orienter, dans le cadre des règles de marché, les décisions des acteurs.

Plaider pour un renforcement du marché européen du carbone par des mesures structurelles fortes.

### ASSURER LES CONDITIONS D'UNE LIBRE CONCURRENCE ENTRE LES ENTREPRISES, FACTEUR D'INNOVATION ET DE CROISSANCE

Disposer d'un cadre législatif et réglementaire et de conditions de marché qui donnent de la visibilité et de la stabilité pour investir et innover, le secteur énergétique étant une industrie fortement capitalistique s'inscrivant dans des cycles de temps longs.

Limitier progressivement le recours aux subventions - crédit d'impôt, réduction d'impôt, subvention, tarifs d'achat - au

développement de technologies non déployées et de petites installations, dans le cadre d'une politique industrielle de filière.

Encourager le développement de la concurrence à l'amont comme à l'aval, au bénéfice de l'économie et conformément à la politique européenne fixée.

### PERMETTRE LA RÉALISATION D'INFRASTRUCTURES NÉCESSAIRES À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Simplifier et rationaliser les procédures administratives afin de permettre le développement des projets industriels de réseaux et de production, tout en garantissant les niveaux de protection de l'environnement et d'information et de participation du public.

Aménager le cadre de développement des moyens de pro-

duction d'électricité renouvelable et ainsi assurer l'évolution du mix de production.

Permettre le renforcement des réseaux électriques pour l'accueil des nouveaux moyens de production d'électricité renouvelable, fluidifier les flux et assurer la solidarité entre les territoires aux échelles locales et nationale.



Redynamiser  
l'Europe de l'énergie

## Orientation 6 : Redynamiser l'Europe de l'énergie

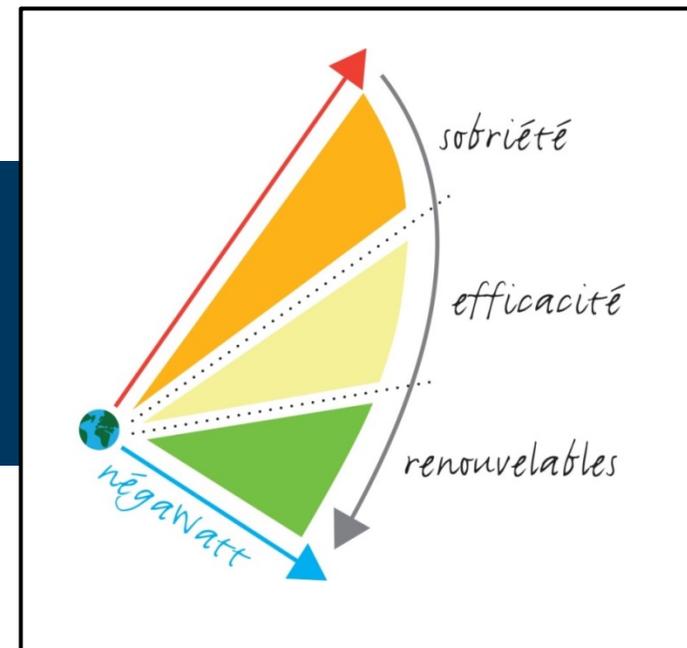
*L'Europe, qui doit renforcer son indépendance énergétique et sa sécurité d'approvisionnement dans des conditions rationnelles et compétitives, connaît aujourd'hui une transformation en profondeur des mix électriques de ses Etats membres. Cette mutation provient à la fois des objectifs communautaires et des politiques énergétiques propres à chacun de ses Etats membres. Dans ce contexte, la politique européenne de l'énergie doit répondre à un double enjeu : d'une part, elle doit permettre aux consommateurs européens d'accéder à une électricité compétitive en mutualisant les ressources à l'échelle de l'Union. L'atteinte de cet objectif repose sur l'achèvement de la mise en place d'un marché unique de l'électricité. D'autre part, elle doit garantir la sécurité d'alimentation du système électrique sur le long terme. Une amélioration de l'architecture actuelle du marché européen de l'électricité est nécessaire pour atteindre ce second objectif.*

### UNE EUROPE DE L'ÉNERGIE PLUS SOLIDAIRE AVEC UN MOTEUR FRANCE-ALLEMAGNE PUISSANT

Eviter surcapacités, surcoûts, et sécuriser l'approvisionnement en électricité à moyen terme, nécessite une Europe de l'énergie plus solidaire.

Compléter l'architecture actuelle du marché de l'électricité. Cette initiative pourrait être impulsée par un axe franco-allemand fort, puis être poursuivie ensuite au niveau des grandes plaques régionales européennes.

# Le scénario négaWatt



*Association négaWatt*

*Thierry SALOMON*

***Commission d'enquête « Coûts de la filière nucléaire »***

*Assemblée Nationale, 17 avril 2014*

- Un scénario de **transition** énergétique **réaliste** et **soutenable**
  - 1. Prioriser les actions de transition**
    - Priorité sur la demande en énergie
    - Utilisation des énergies de flux et non de stocks
  - 2. Réalisme technologique**
    - Uniquement des solutions matures ou en pilote industriel
  - 3. Développement soutenable**
    - Réduire l'ensemble des impacts et des risques liés aux énergies
- Une ligne directrice : « *Léguer des bienfaits et des rentes aux générations futures plutôt que des fardeaux et des dettes* »

- Points-clés, en 2050 :
  - Réduction de 40% de la consommation nette d'électricité, 50% de l'énergie finale, 65 % de l'énergie primaire
  - 90% d'énergies renouvelables - facteur 15 sur le CO<sub>2</sub> énergie
  - Production d'électricité : 99% d'énergies renouvelables
    - 48% d'éolien
    - 21% de photovoltaïque
    - 20% d'hydraulique
    - 6% de gaz d'origine renouvelable
    - 5% de géothermie, énergies marines, etc.
- Equilibre offre-demande sur le réseau d'électricité vérifié heure par heure jusqu'en 2050

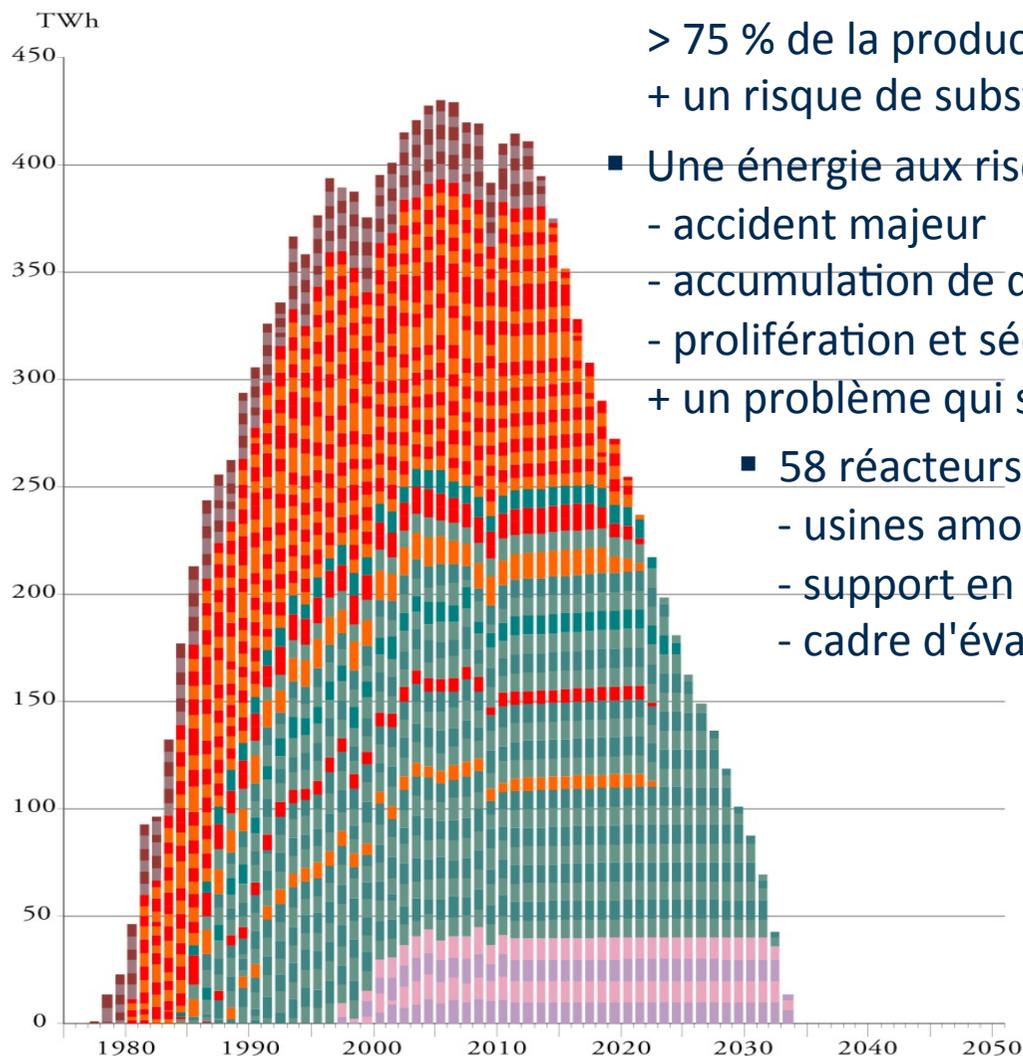
## L'augmentation de l'usage de l'électricité

- Hausse de la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie : 23% en 2010, 34 % en 2050
- Evolution des usages de l'électricité :

Usages	2010	2030	2050
Part des m <sup>2</sup> chauffés à l'électricité - résidentiel	32 %	32 %	29 %
Part des m <sup>2</sup> chauffés à l'électricité - tertiaire	19 %	20 %	22 %
Part de l'ECS produite grâce à l'électricité	44 %	50 %	55 %
Part des logements munis de climatisation	5 %	13 %	20 %
Part des voyageurs.km effectués grâce à l'électricité	8 %	18 %	31 %
Part des t.km transportées grâce à l'électricité	7 %	21 %	38 %

-> Augmentation des usages électriques

# Contraintes croisées sur le nucléaire



- Le nucléaire dans le bilan énergétique français
  - < 16 % de la consommation finale d'énergie
  - > 75 % de la production d'électricité
  - + un risque de substitution par du carbone
- Une énergie aux risques spécifiques
  - accident majeur
  - accumulation de déchets à long terme
  - prolifération et sécurité
  - + un problème qui se pose avec le vieillissement
- 58 réacteurs et un complexe industriel
  - usines amont et aval du combustible
  - support en R&D publique
  - cadre d'évaluation et de contrôle

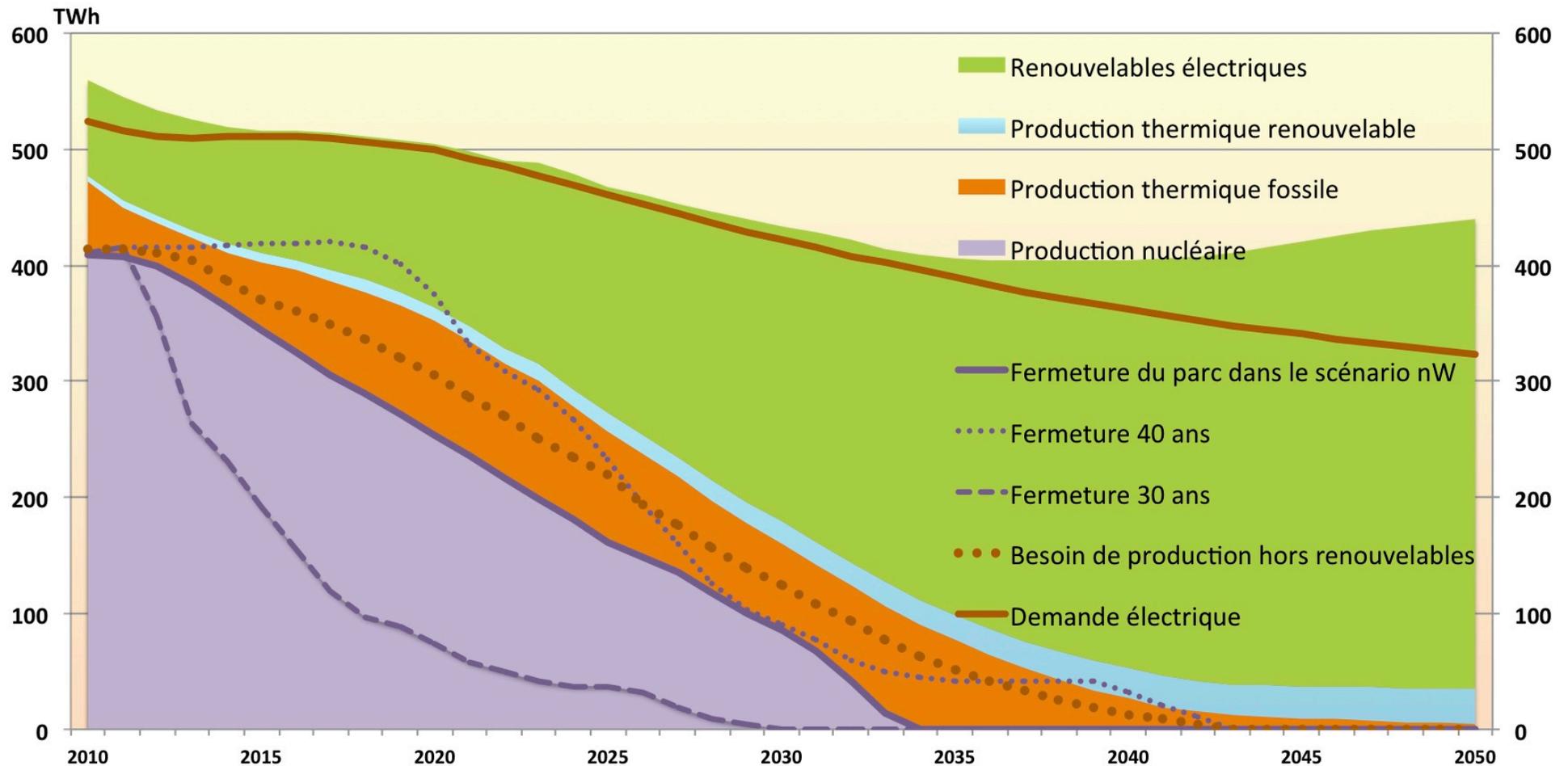
Contrainte énergétique

Contrainte sur la sûreté

Contrainte industrielle

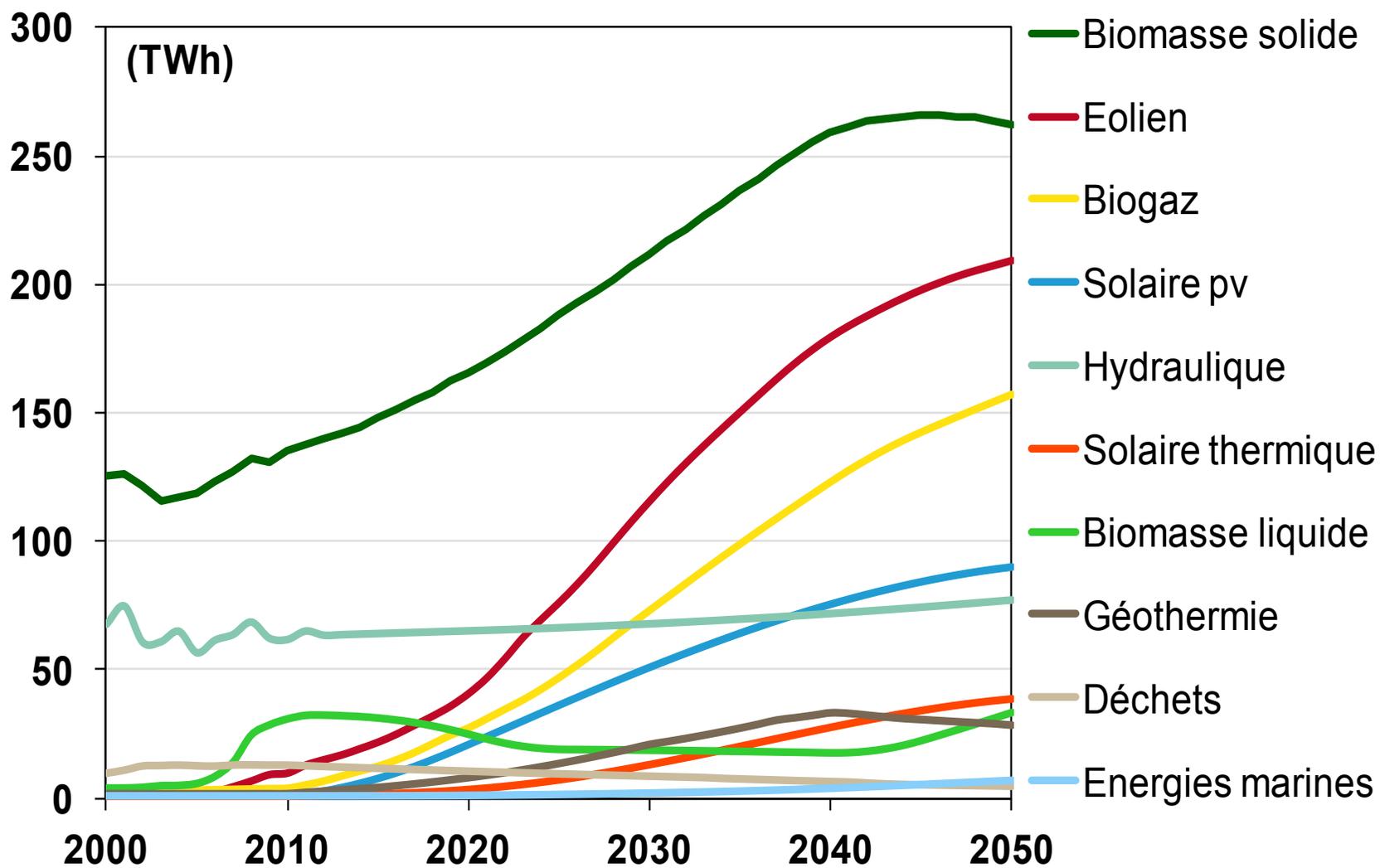
# Arrêt maîtrisé du nucléaire

- Priorité à la contrainte énergie puis > 2025 à la contraire sûreté
- « Transition gaz » régulière et contenue
- Gestion de la fin du parc sous la contrainte industrielle



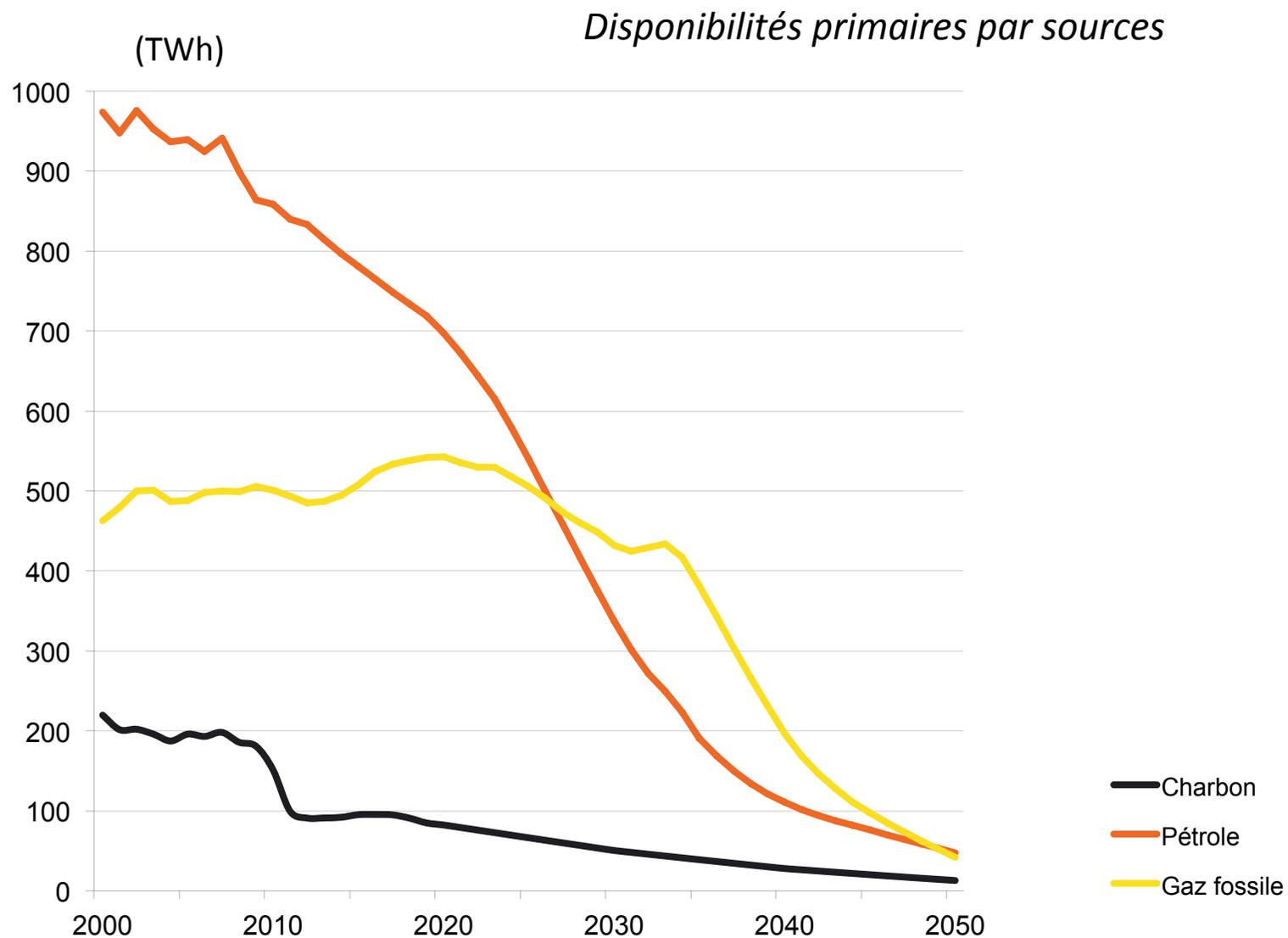
- **Éolien : première source d'électricité en 2050**
  - 78 GW en 2050 - 48 GW à terre, 30 en mer
  - Environ 17 000 éoliennes terrestres (23 000 aujourd'hui en Allemagne)
  - Rythme d'installation modéré : au maximum 1,75 GW/an à terre (3 GW installés en 2013 en Allemagne)
- **Photovoltaïque : deuxième source d'électricité**
  - 81 GW en 2050 (34 GW aujourd'hui en Allemagne)
  - Au maximum 3 GW/an (3,4 GW installés en 2013 en Allemagne)
- **Hausse des autres sources d'électricité d'origine renouvelable**
  - Légère hausse de l'hydraulique
  - Hausse de la géothermie (cogénération)
  - Faible hausse des énergies marines

# Les renouvelables (tous secteurs confondus)



Évolution de la production d'énergies renouvelables dans le scénario négaWatt, entre 2000 et 2050

# Énergies fossiles (tous secteurs confondus)



# USAGES

**Chaleur**  
chauffage, cuisine, industries, centrales élec. thermiques

**Mobilité**  
carburant GNV

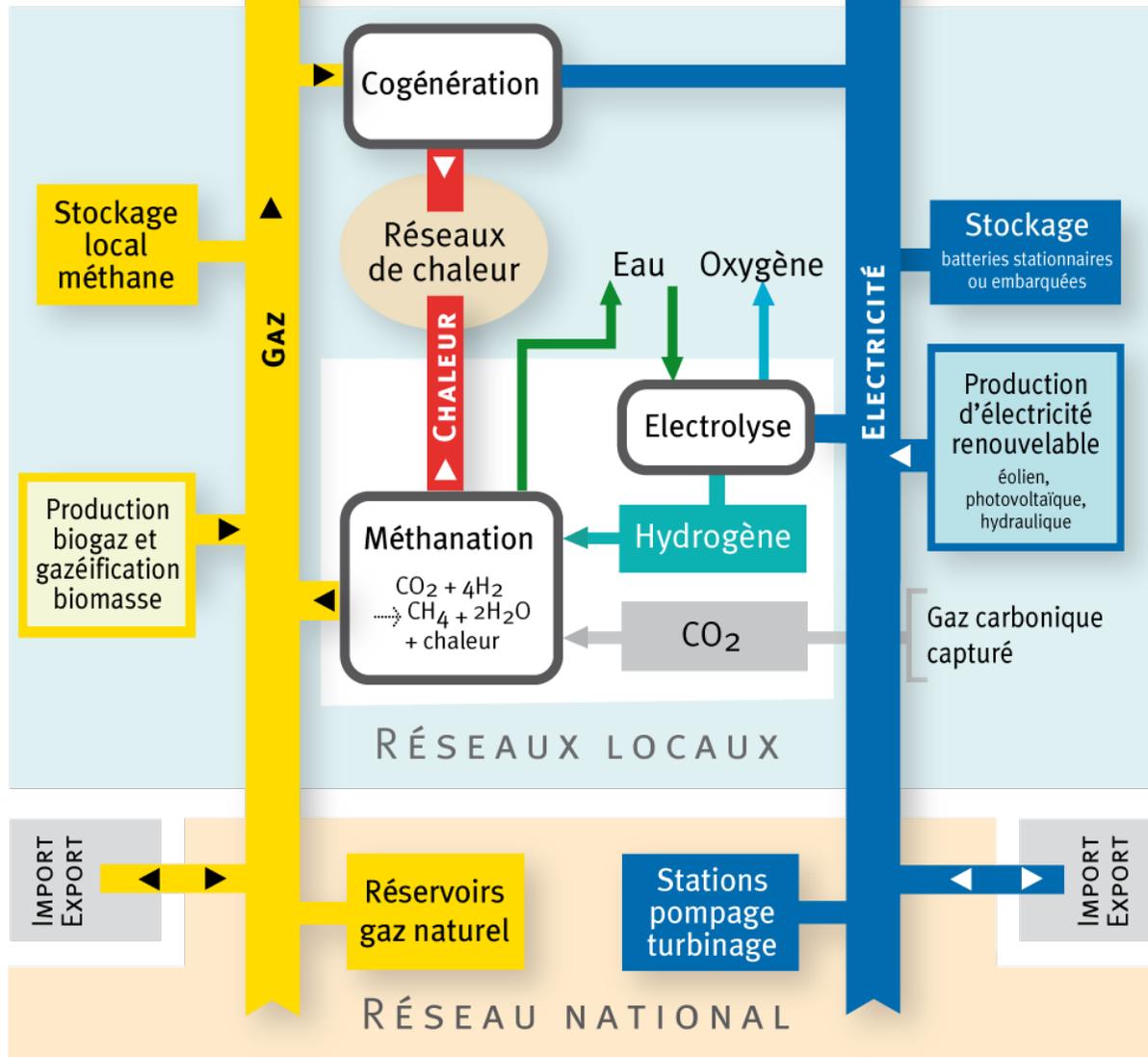
**Chaleur**  
bâtiments, industries

**Mobilité**  
véhicules électriques

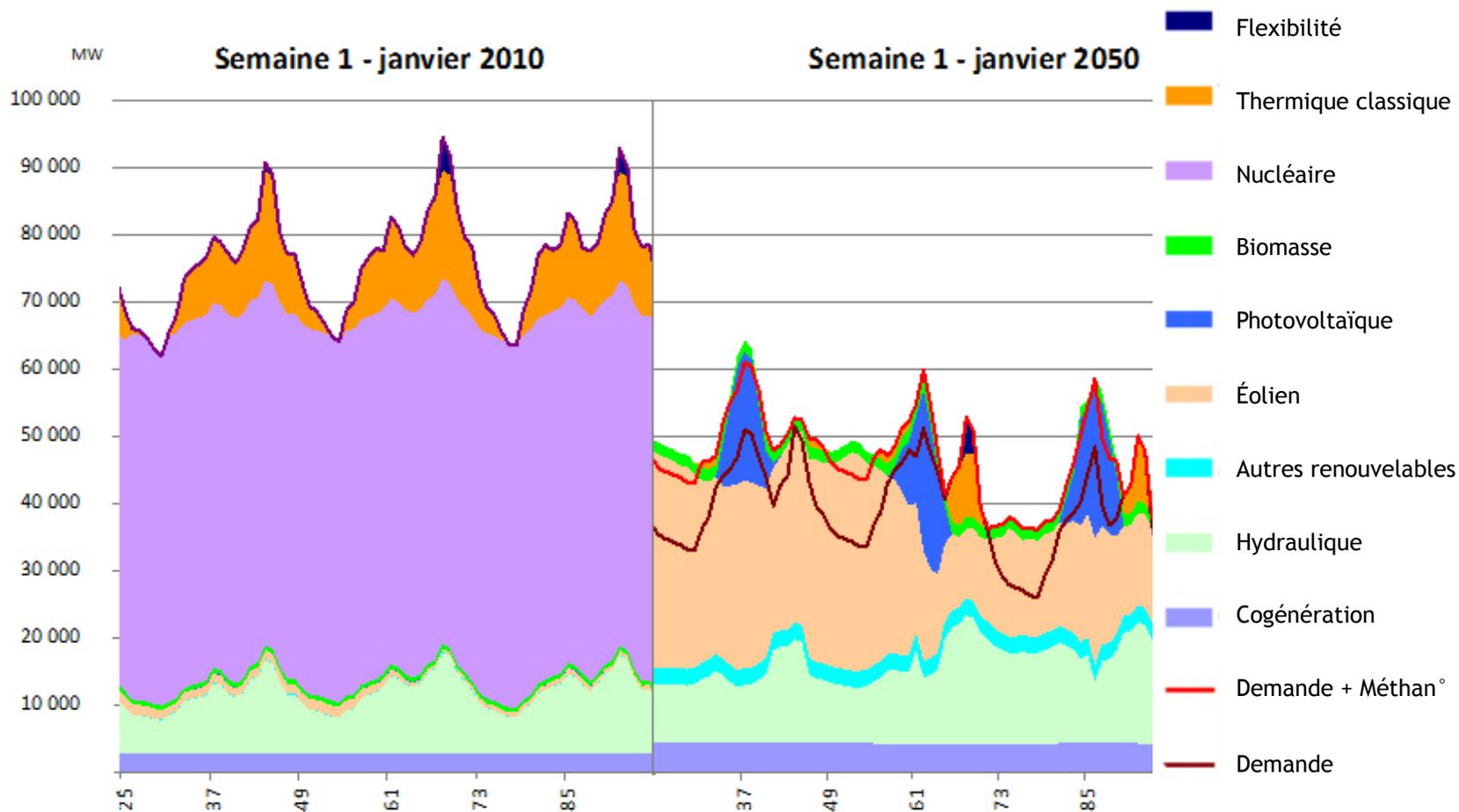
**Electricité spécifique**  
appareillages, moteurs, éclairage

*Interconnexion des réseaux*

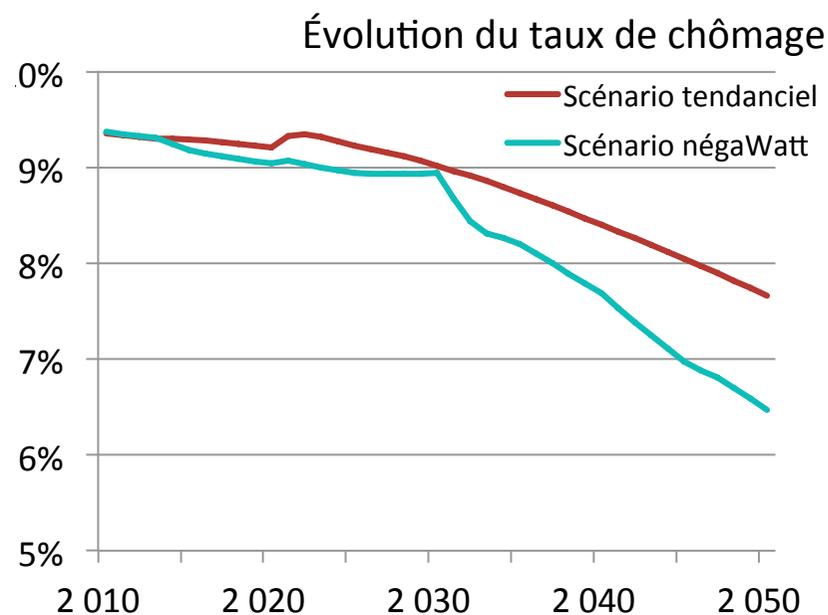
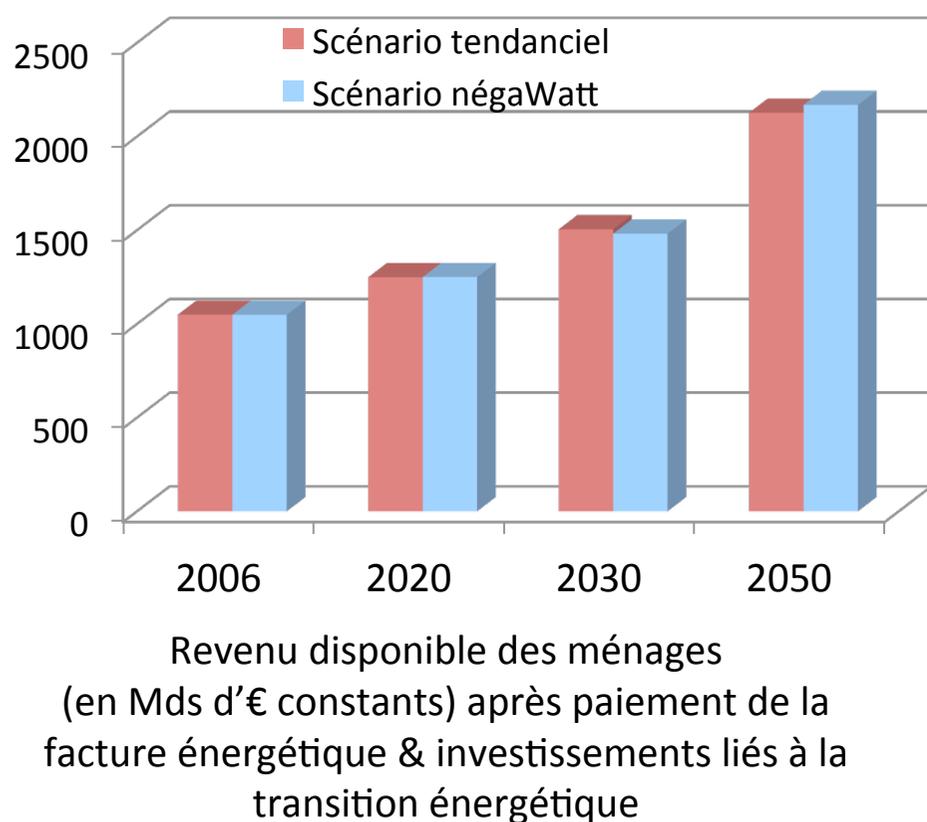
*Electricité : équilibre offre-demande assuré heure par heure*



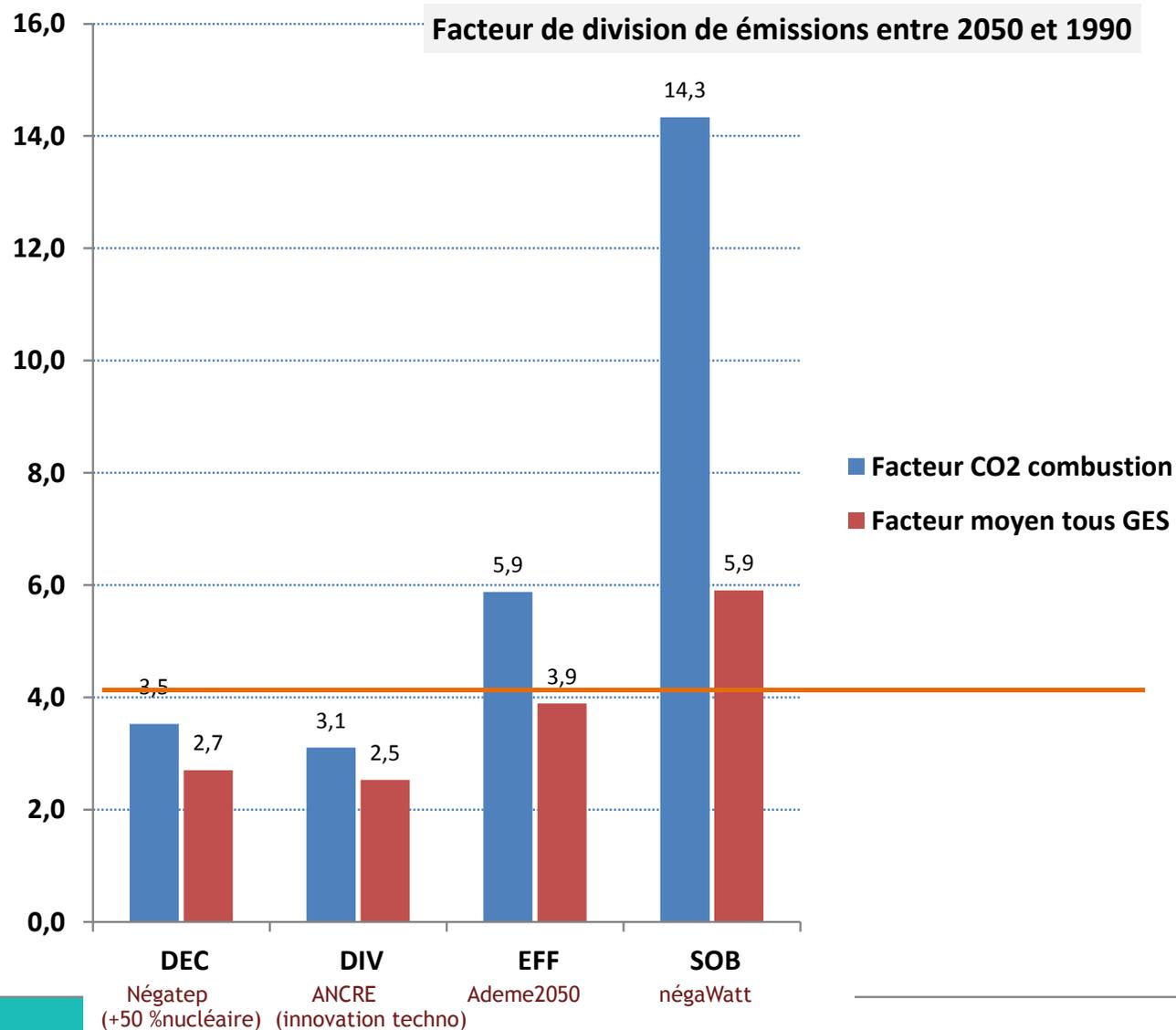
## Comparaison en puissance sur 3 jours en hiver



- Pas de diminution du pouvoir d'achat des ménages
- Hausse du PIB, réduction du déficit commercial, création d'emplois



# Les trajectoires en discussion



4 trajectoires en discussion au Débat National sur la Transition Énergétique.

Seuls les scénarios de division par 2 de l'énergie finale et de division par 6 et plus du CO<sub>2</sub> arrivent au facteur 4 tous GES

## Economie et transition énergétique

- Les importations d'énergies fossiles sont remplacées par des investissements dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables

Investissements	2012	2020	2030	2040	2050	Cumul 2012-2030	Cumul 2012-2050
DEC	37	49	55	57	51	875	1976
DIV	37	51	53	48	51	916	1902
EFF	37	57	56	63	57	948	2131
SOB	37	69	63	62	69	1160	2441

Facture énergétique	2012	2020	2030	2040	2050	Cumul 2012-2030	Cumul 2012-2050
<i>REF</i>	<i>69</i>	<i>97</i>	<i>120</i>	<i>136</i>	<i>171</i>	<i>1749</i>	<i>4564</i>
DEC	69	90	82	69	46	1498	2830
DIV	69	88	81	74	56	1473	2898
EFF	69	85	72	54	26	1401	2431
SOB	69	86	62	31	12	<b>1360</b>	<b>2040</b>

Trajectoire SOB : valeurs énergétiques issues du scénario négaWatt

Analyse publiée dans les rapports GT2 - GT4 dans le cadre du Débat National sur la Transition Energétique  
Investissements tous usages. Production électrique : analyse Electrosim (P. Criqui)

# Annexes

# Prospective sur la demande électrique

- Électricité dans l'industrie
- Électricité dans les transports
- Électricité pour les usages chaleur
- Électricité spécifique dans le résidentiel et tertiaire

## Industrie - Usages de l'électricité

	Usage	Economie	TWh 2010	Potentiel TR < 3 ans	Potentiel d'économie
Force motrice	Moteurs	transversal	51	11%	36%
	Air comprimé	transversal	9	19%	33%
	Ventilation	transversal	16	19%	37%
	Pompage	transversal	14	13%	27%
Thermique	Chauffage Icoaux	transversal	2	46%	50%
	Chaudières	spécifique	19		
Autres	Transformateur	transversal	2	0%	71%
	Eclairage	transversal	5	36%	64%
	Froid	transversal	9	18%	36%
	Process	spécifique	7		
<b>TOTAL</b>			<b>134</b>		

**Potentiel d'économie** => 16,5 TWh (12%) à court terme  
 => 40,0 TWh (30%) à moyen terme

## Sobriété

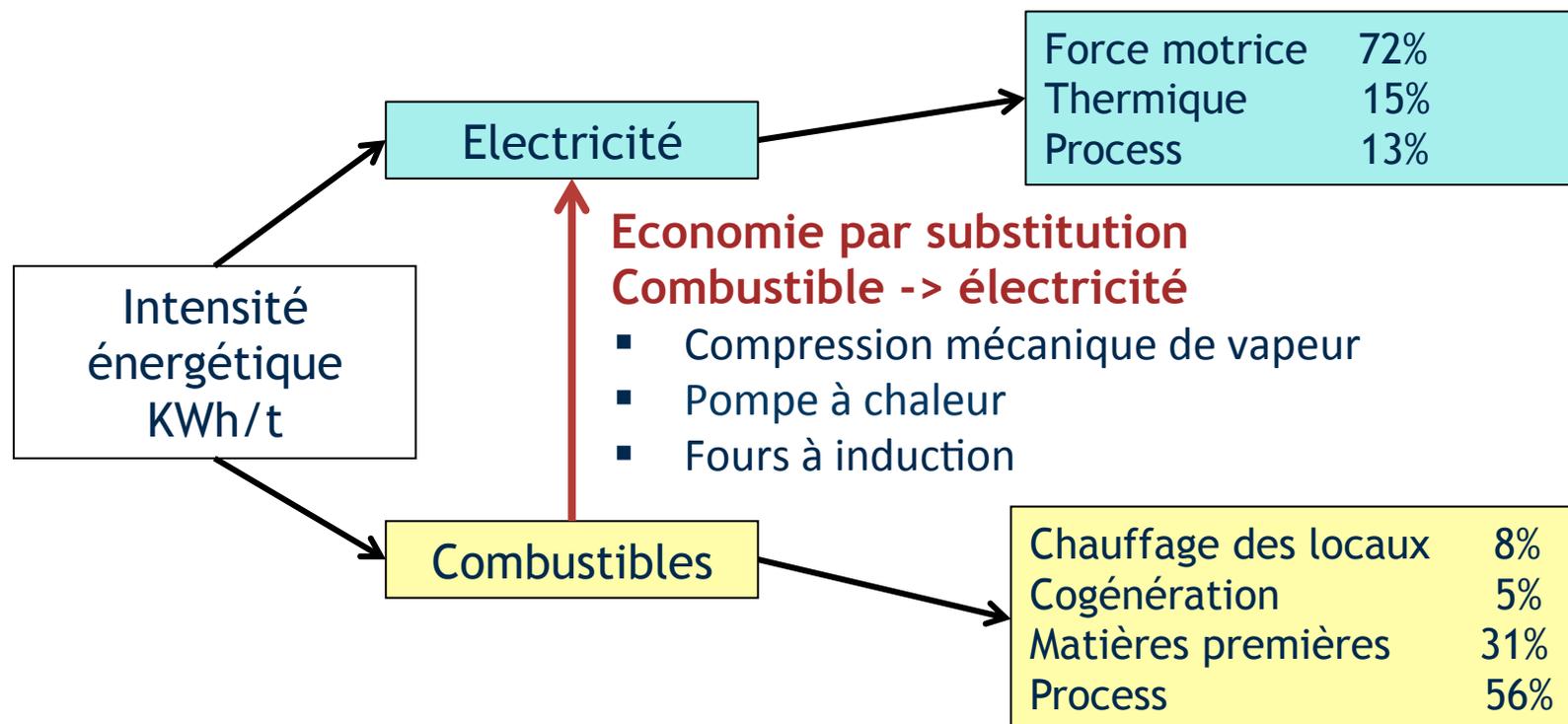
## Efficacité

Meilleures technologies disponibles (au moins prototype industriel)

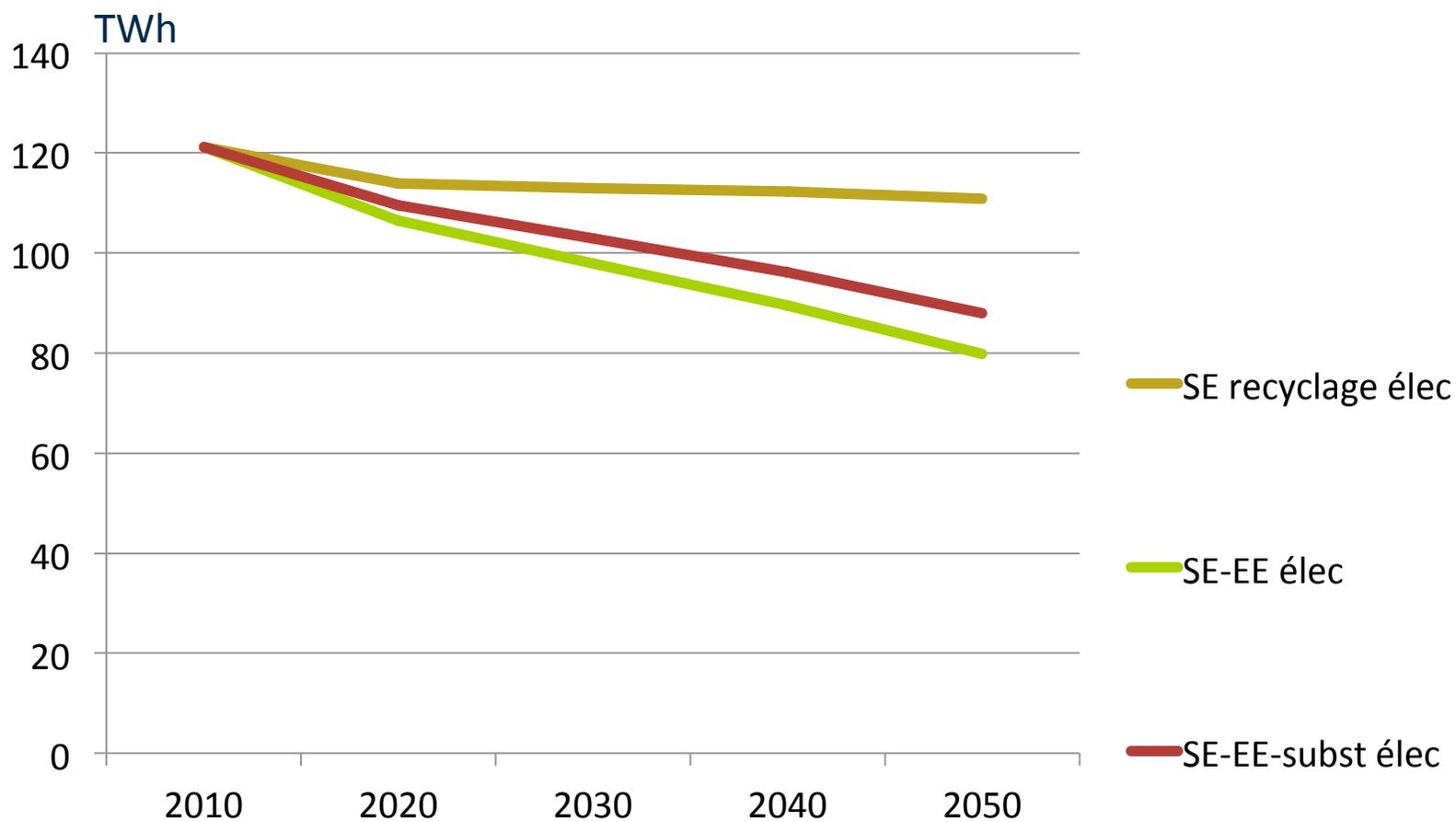
Bon niveau de dimensionnement des machines

Utilisation des moteurs les plus efficaces et de variateurs de vitesse (plus maintenance régulière des moteurs)

Développement de la cogénération (passage de 6 % à 49 %)



**Passage de 121 TWh en 2010 à 103 TWh en 2030 et 88 TWh en 2050**  
 (RTE : entre 103 et 142 TWh en 2030, en fonction des scénarios)



### Mobilité électrique des personnes en 2050 :

**Voitures** Fort développement des véhicules électriques réservé aux centre-ville (100 % à terme) et zone urbaine dense  
17 % du total des voyageurs.km parcourus (5 % en 2030)

**Bus/Cars** Développement des trolley-bus en milieu urbain  
20 % des voyageurs.km (9 % en 2030)

**Trains** Renforcement centré sur les TER / Corail / Transilien  
95 % des voyageurs.km (91 % en 2010)

—> Passage de 8 à 31 % de la part modale de l'électricité (18 % en 2030)

### Transport électrique de marchandises en 2050 :

**Camions** Développement réservé aux VUL en zone urbaine (et aucun PL)  
13 % du total des t.km transportées en VUL (5 % en 2030)

**Trains** Développement modal et renforcement de la part électrique  
95 % des t.km transportées (90 % en 2010)

—> Passage de 7 à 38 % de la part modale de l'électricité

**Passage de 10 TWh en 2010 à 23 TWh en 2030 et 32 TWh en 2050**

	Voyageurs			Marchandises		
	2010	2030	2050	2010	2030	2050
Part de l'électricité dans le service rendu (voyageurs.km ou t.km)	8,5 %	18 %	31 %	7,2 %	21 %	38 %
Consommation totale d'énergie (TWh)	401	234	139	196	126	66
Consommation d'électricité (TWh)	9,2	19	26	1	3,9	6,3
Part de l'électricité dans la consommation	2,2 %	8 %	19 %	0,5 %	3,2 %	9,5 %

## Usages thermiques - Résidentiel

**Chauffage** Fin du chauffage à effet Joule / développement des PAC performantes

**Climatisation** Augmentation maîtrisée de l'usage

**ECS** Augmentation en maison individuelle, diminution en logement collectif

**Cuisson** Stabilisation de la part des fours, augmentation pour les plaques

		2010	2030	2050
Part de l'électricité dans le chauffage (% m <sup>2</sup> chauffés)	Effet joule + PAC	32 %	32 %	29 %
Conso. électrique - Chauffage	Total (TWh)	73	39	11
Part de l'électricité dans l'ECS		44 %	50 %	55 %
Conso. électrique - ECS	Total (TWh)	19	11	5
Part de l'électricité dans la cuisson (% logements)	Plaques élec.	33 %	54 %	57 %
	Fours élec.	28 %	48 %	56 %
Conso. électrique - Plaques+Fours	Total (TWh)	4	7	7

**Passage de 141 TWh en 2010 à 96 TWh en 2030 et 55 TWh en 2050**

	Résidentiel			Tertiaire		
	2010	2030	2050	2010	2030	2050
Consommation d'électricité pour les usages thermiques (TWh)	106	65	33	41	36	25
Consommation totale d'énergie pour les usages thermiques (TWh)	482	322	196	185	146	90
Part de l'électricité	22 %	20 %	17 %	22 %	25 %	28 %

- Modélisation usage par usage :
  - 19 en résidentiel
  - 11 en tertiaire
- Séparation pour chaque usage :
  - Déterminants de la demande : nb de ménages, nb de repas annuel, surface tertiaire...
  - Sobriété : baisse des T°C de lavage, baisse des volumes de réfrigérateur... passage de multiples appareils télécom/ordi/hifi/TV vers un objet unique optimisé par rapport à la veille...
  - Efficacité unitaire : Wh/cycle, Wh/lux, Wh/Lfroid... évolution technologique sur les moteurs, l'éclairage, le froid...
- Généralisation à 2050 des *meilleures technologies disponibles et des pratiques aujourd'hui observables*
- Ajout de 3 TWh pour des usages nouveaux non identifiés

## ■ Résidentiel

Poste	Équipement
Produits blancs	Lave linge
	Sèche linge
	Lave-vaisselle
Production de froid	Réfrigérateurs
	Réfrigérateurs combinés
	Congélateurs
Eclairage	Eclairage domestique
Audiovisuel	Téléviseur
	Ordinateur
	Chaîne hi-fi
	DVD, décodeur, box ADSL, console...
	Téléphonie et usage mobile
	Système intégré multimedia & télécom
Gestion et hygiène	Circulateurs et pompes de chauffage
	Ventilations individuelles
	Communs immeubles collectifs
	Aspirateurs
	Repassage
	Hygiène, bricolage et divers

## ■ Tertiaire

Poste	Équipement
Secteurs spécifiques	Eclairage public
	Telecom
	Entrepôts frigorifiques
	Communs immeubles tertiaires
	Recherche
	Armées
	Bâtiment et travaux publics
	Eau
Usage tertiaire	Eclairage tertiaire
	Informatique
	Autres dont procédés spécifiques tertiaire

Sobriété

Sobriété

Efficacité

## Exemple des lave-linges

Variation du taux de remplissage

Variation de la température de cycle

Décomposition du cycle lave-linge :

+ consommation gros moteur

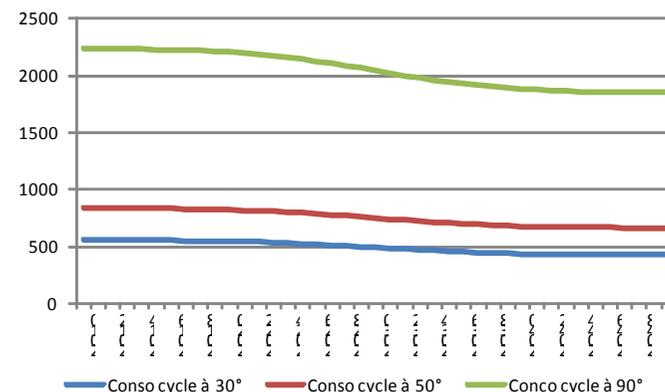
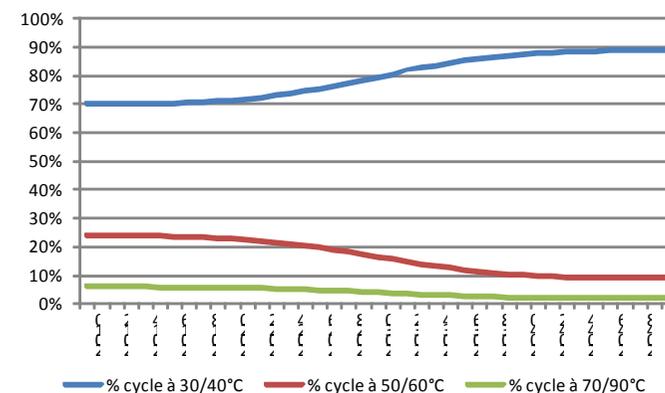
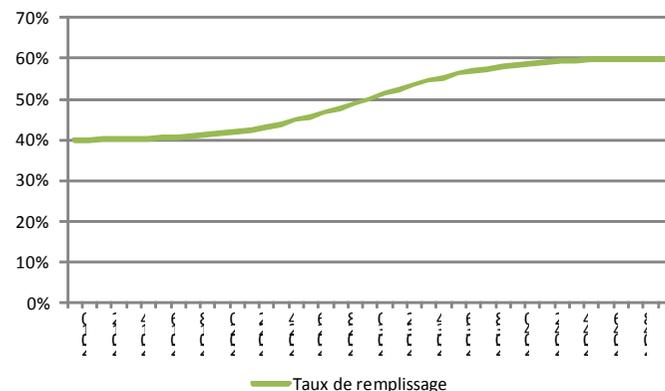
+ consommation thermique

+ électronique (négligeable)

Application de l'évolution sur chaque poste, dont la proportion varie selon les cycles

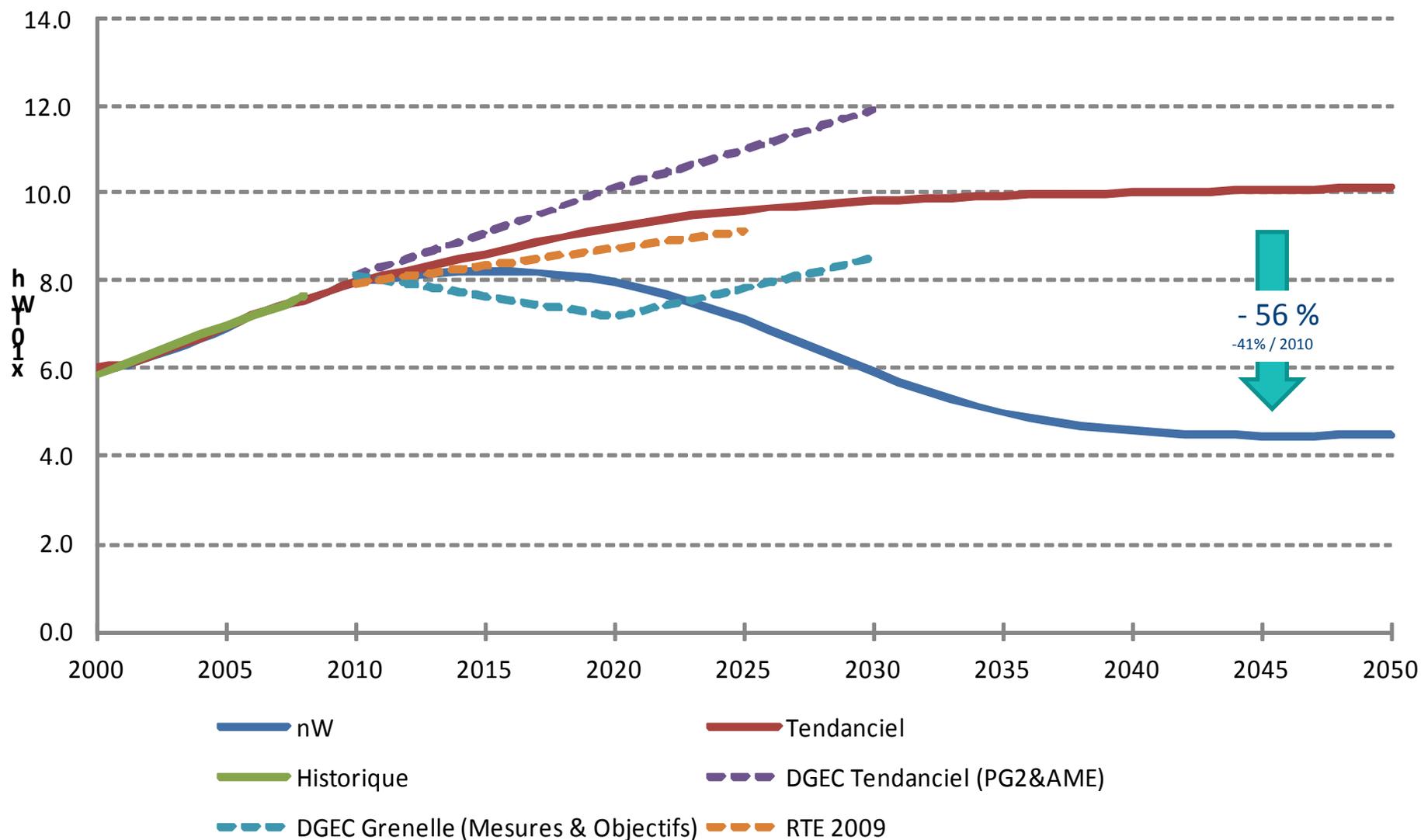
## Situation 2010

<b>Conso cycle à 30°</b>	<b>Wh/cycle</b>	<b>606</b>
Dont conso moteur	Wh/cycle	133
Dont conso chauffage eau	Wh/cycle	473
<b>Conso cycle à 50°</b>	<b>Wh/cycle</b>	<b>910</b>
Dont conso moteur	Wh/cycle	133
Dont conso chauffage eau	Wh/cycle	776
<b>Conco cycle à 90°</b>	<b>Wh/cycle</b>	<b>2426</b>
Dont conso moteur	Wh/cycle	133
Dont conso chauffage eau	Wh/cycle	2292

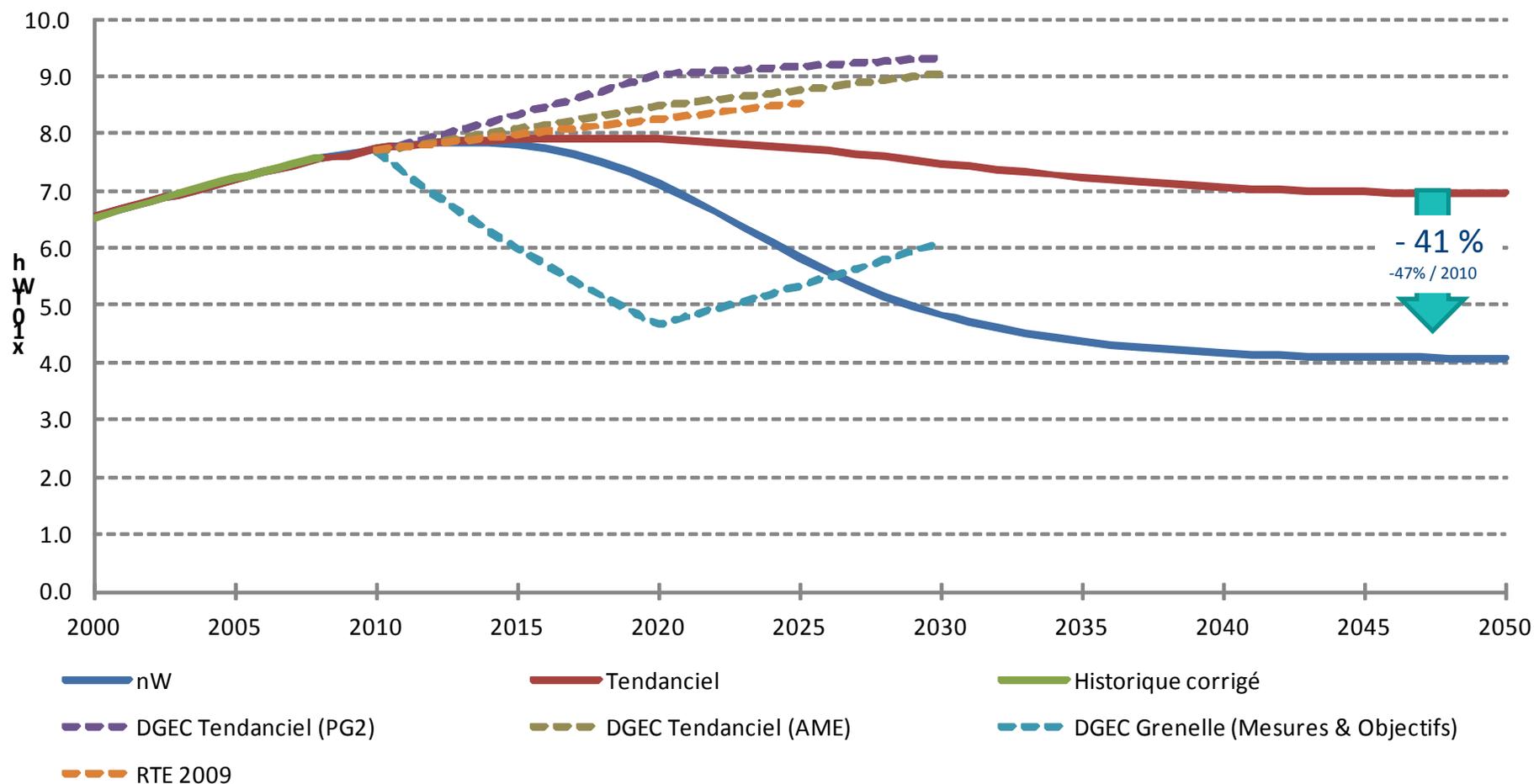


# Électricité spécifique - Résidentiel

## Scénario consommation électricité spécifique en résidentiel



## Scénario consommation électrique spécifique en Tertiaire



- 41 %  
-47% / 2010

- Remarque : même le tendanciel tertiaire est en baisse sous l'effet de la diffusion inéluctable des ordinateurs portables et de l'éclairage performant

## Prospective sur l'offre électrique

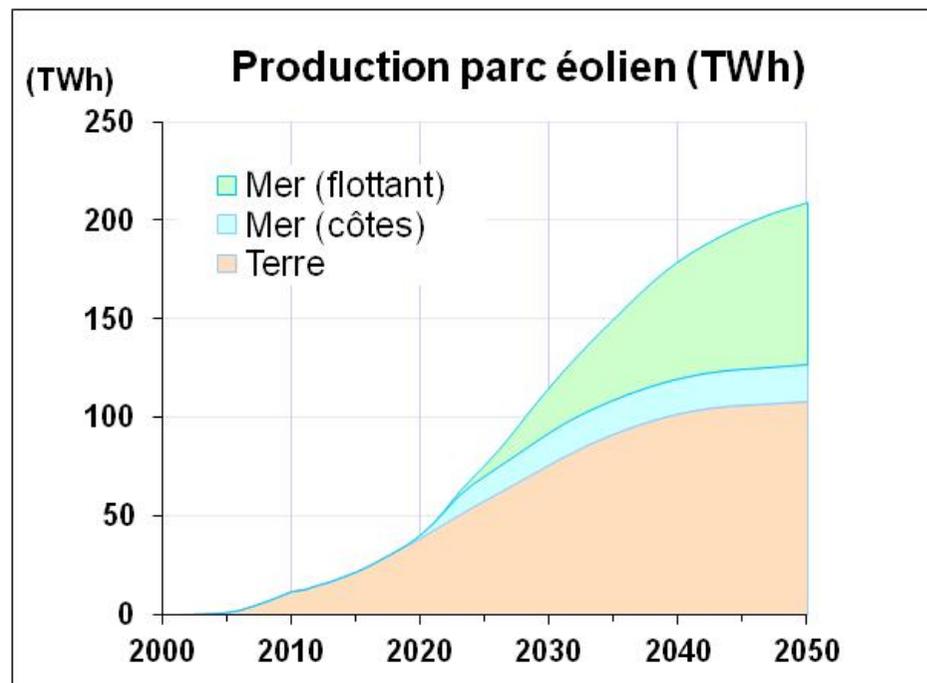
- Renouvelables : hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines et géothermie, biomasse
- Nucléaire
- Thermique : centralisé, cogénération

- Pas de modification de la puissance installée des grands ouvrages actuels
- Développement de la petite hydraulique
- Hypothèse conservatrice d'hydraulicité : débit réservé et apport d'eau à risque
- Maintien de la puissance installée des STEP
  - Pilotage par gestion du stock sur une période de 48h  
mais peu de données disponibles sur les capacités des réservoirs
  - Optimisation de leur utilisation (par ex. via un tarif transport adapté) - à revoir

	2010	2020	2030	2040	2050
Fil de de l'eau et éclusé	11,3	11,5	11,5	11,5	11,5
Lac	9,1	9,3	9,3	9,3	9,3
Petite hydraulique	0,2	0,7	1,4	2,3	3,5
STEP	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

**Puissance hydraulique installée (GW)**

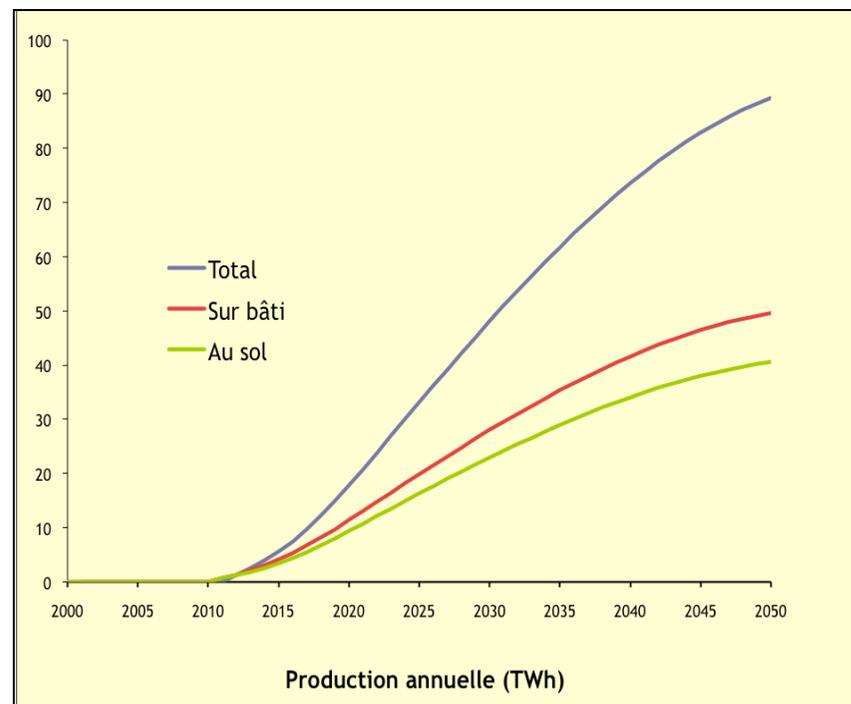
- Parc éolien terrestre
  - Fort développement calé sur les potentiels de vents actuels
  - Pas d'amélioration technologique
  - Montée en puissance rapide à terme 17 500 machines
- Parc éolien maritime
  - Fort développement calé sur une estimation des régimes de vent
  - « Planté » : décollage avant 2020, à terme 1 500 machines
  - « Ancré » : démarrage tardif, à terme 3 000 machines



	2010	2020	2030	2040	2050
Eolien terrestre	5,7	19,1	35,6	46,1	48,3
Eolien maritime planté	0,0	0,9	5,3	5,7	6
Eolien maritime flottant	0,0	0,0	7,5	18	24

**Puissance éolienne installée (GW)**

- Fort développement
  - Foisonnement en fonction de données météo d'ensoleillement disponible
  - Possibilité dans l'outil de prendre en compte différentes filières
- Deux types d'application
  - Sur bâti, intégré ou « surimposé » : démarrage rapide, à terme 65% de la puissance installée
  - Parcs au sol sur terrains sans enjeux agricoles ni environnementaux : à terme 35% de la puissance
- Pas de développement du solaire thermodynamique



	2010	2020	2030	2040	2050
Solaire photovoltaïque	1,0	22,8	50,7	71,3	81,1
Solaire thermodynamique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Puissance solaire installée (GW)**

- Maintien de l'usine marémotrice de la Rance
- Développement tardif des hydroliennes avec hypothèse prudente
- Développement tardif de la cogénération par géothermie haute température, avec une hypothèse prudente et cohérente avec le gisement potentiel

	2010	2020	2030	2040	2050
Marémotrice	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Vagues + Hydrolienne	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4
Cogén. géothermique	0,0	0,1	0,4	0,8	0,8

**Puissance  
énergie marine  
et géothermie  
installée (GW)**

- Déchet : réduction en fonction de la réduction des tonnages de déchets (recyclage et valorisation , méthanisation)
- Biomasse solide : développement mais faible en raison des rendements et des contraintes techniques
- Biogaz : développement soutenu dans de nombreux secteurs (agricole, agro-alimentaire, station d'épuration...) - développement de la micro-cogénération

	2010	2020	2030	2040	2050	Puissance biomasse installée (GW)
Déchets (hors cogénération)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	
Biomasse solide (hors cogénération)	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	

## Thermique classique centralisé

- Sortie du charbon d'ici 2020 :  
directive émissions + fermeture définitive pour raison environnementale
- Accroissement de la part des CCG :  
remplacement du charbon + nécessité d'une production dispatchable
  - Consommation de gaz pour l'électricité compensée par la baisse en résidentiel-tertiaire-industrie
  - Décroissance post 2035 pour maintenir un fonctionnement annuel entre 2000 et 3000 h  
Durée de vie moyenne de 25 ans cohérent avec amortissement et durée de vie technique
  - Progressivement, remplacement du gaz naturel par du biométhane injecté dans le réseau de gaz jusqu'à 90 % en 2050 – amélioration du bilan environnemental
- Maintien d'une puissance de pointe (turbine à combustion) importante
  - Nécessaire au bouclage en puissance, très faible consommation d'énergie  
(fonctionnement annuel < 350h après 2020)

	2010	2020	2030	2040	2050
Charbon	6,8	0	0	0	0
Fioul + Pointe	7,0	4,7	4,7	4,7	4,7

**Puissance  
thermique  
centralisé  
installée (GW)**

- Situation contrastée pour les filières de cogénération :
  - Stagnation puis réduction de la cogénération en créneau climatique (chaufferie et réseau de chaleur) 3624 h/an en raison de la baisse des consommations chauffage
  - Développement de la cogénération industrielle en fonctionnement 7000 h/an
  - Développement fort de la mini et micro cogénération en suivi de charge thermique < 2000 h/an
- Pas de prise en compte de la possibilité de basculer une partie des cogénérations en logique de marché pour les rendre dispatchables
  - Possibilité à terme de gagner en flexibilité pour les périodes d'excédent de production renouvelable

	2010	2020	2030	2040	2050	Puissance cogénération installée (GW)
Cogénération industrielle	0,8	1,4	2,1	2,4	2,7	
Cogénération centralisée	0,4	1,9	2,8	2,7	1,9	
Cogénération climatique	4,2	5,7	7,1	7,8	8,7	

## Récapitulatif

- En 2050, puissance installée >> puissance appelée
  - Développement de capacité de stockage long terme via la méthanation
  - Développement de capacité de déconnection des productions éoliennes et photovoltaïques pour gérer l'équilibre offre-demande et les flux
  - **17 TWh d'excédents identifiés à horizon 2050**

	2010	2020	2030	2040	2050
Nucléaire	63,1	39,6	13,9	0,0	0,0
Thermique classique	17,3	16,6	16,6	13,9	7,5
Cogénération	5,5	9,1	12,0	12,9	13,3
Hydraulique dont STEP	24,9	25,7	26,3	27,3	28,5
Énergie marine / géotherm.	0,3	0,4	0,9	1,7	2,5
Éolien	5,7	20,0	48,4	69,7	78,3
Photovoltaïque	1,0	22,8	50,7	71,3	81,1
Biomasse solide + déchets	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>118,3</b>	<b>134,5</b>	<b>174,6</b>	<b>215,6</b>	<b>231,2</b>

**Puissance  
totale  
installée (GW)**

# Équilibre offre - demande

- Principes de modélisation de la demande
- Principes de modélisation de l'offre
- Principes de gestion de l'équilibre

- Désagrégation en > 30 usages de l'électricité hors secteur énergie
- Pour chacun des usages, association année par année d'une courbe de charge normée horaire pour reconstituer la puissance horaire

	<u>2010</u>	<u>2011</u>	...	<u>2050</u>
Energie	$E_{2010}$	$E_{2011}$	...	$E_{2050}$
	$\times$	$\times$	...	$\times$
Courbe de charge normée	$\begin{bmatrix} \sigma_{2010}^1 \\ \sigma_{2010}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \sigma_{2011}^1 \\ \sigma_{2011}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$	...	$\begin{bmatrix} \sigma_{2050}^1 \\ \sigma_{2050}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$
	=	=	=	=
Puissance appelée	$\begin{bmatrix} P_{2010}^1 \\ P_{2010}^2 \\ \vdots \\ P_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} P_{2011}^1 \\ P_{2011}^2 \\ \vdots \\ P_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$	...	$\begin{bmatrix} P_{2050}^1 \\ P_{2050}^2 \\ \vdots \\ P_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$

- Reconstitution de courbes horaires avec différenciation en 50 filières de production
  - Filières non-dispatchables : courbe de production fixée a priori
    - Éolien, PV, hydraulique fil de l'eau...
  - Filières dispatchables appelées selon merit order pré-défini
    - Nucléaire
    - Gaz de réseau - gaz naturel progressivement remplacé par biogaz
    - Combustible solide - charbon puis biomasse solide
    - Combustible liquide - fioul puis partiellement biocarburant liquide
  - Filières dispatchables à stocks finis (hydraulique de barrage) et stockage/conversion (STEP & méthanation) : optimisation annuelle

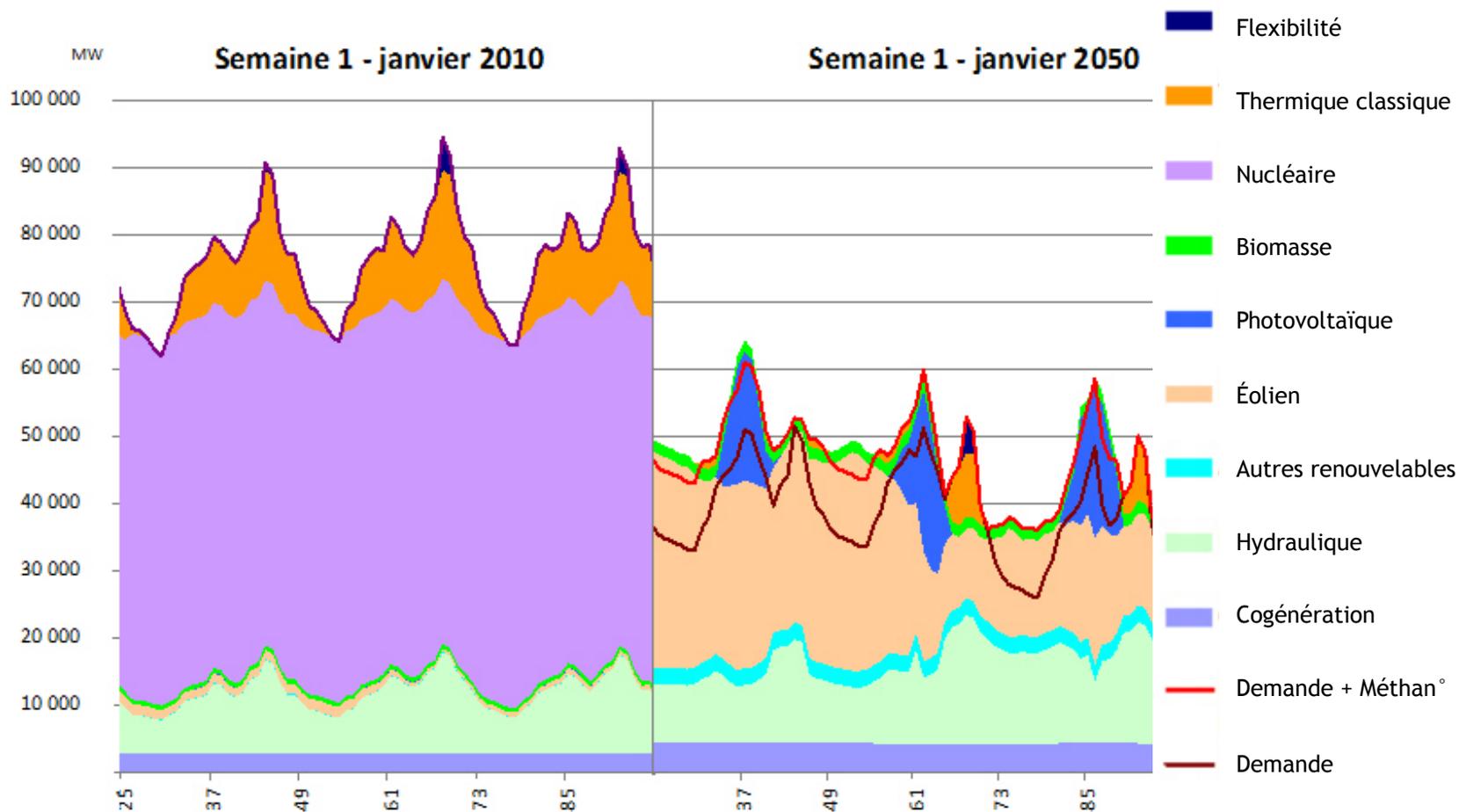
- Productible horaire calculé selon puissance installée et disponibilité
- Pour chacune des filières, association année par année d'une courbe de disponibilité normée horaire pour reconstituer la puissance horaire

$$\begin{array}{rccccc}
 & & \underline{2010} & \underline{2011} & \dots & \underline{2050} \\
 \text{Productible} & & \mathbf{Pr}_{2010} & \mathbf{Pr}_{2011} & \dots & \mathbf{Pr}_{2050} \\
 & & \times & \times & \dots & \times \\
 \text{Courbe de productible} & & \begin{bmatrix} \sigma_{2010}^1 \\ \sigma_{2010}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2010}^{8760} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \sigma_{2011}^1 \\ \sigma_{2011}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2011}^{8760} \end{bmatrix} & \dots & \begin{bmatrix} \sigma_{2050}^1 \\ \sigma_{2050}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2050}^{8760} \end{bmatrix} \\
 \text{normée} & & & & & \\
 & & = & = & = & = \\
 \text{Puissance produite} & & \begin{bmatrix} P_{2010}^1 \\ P_{2010}^2 \\ \vdots \\ P_{2010}^{8760} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} P_{2011}^1 \\ P_{2011}^2 \\ \vdots \\ P_{2011}^{8760} \end{bmatrix} & \dots & \begin{bmatrix} P_{2050}^1 \\ P_{2050}^2 \\ \vdots \\ P_{2050}^{8760} \end{bmatrix} \\
 \text{horaire} & & & & & 
 \end{array}$$

- Disponibilité horaire calculée selon puissance installée et taux de disponibilité
- Pour chacune des filières, association année par année d'un taux de disponibilité normée horaire pour reconstituer la puissance horaire

	<u>2010</u>	<u>2011</u>	...	<u>2050</u>
Puissance installée	$P_{2010}$	$P_{2011}$	...	$P_{2050}$
	×	×	...	×
Courbe de disponibilité normée	$\begin{bmatrix} \sigma_{2010}^1 \\ \sigma_{2010}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \sigma_{2011}^1 \\ \sigma_{2011}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$	...	$\begin{bmatrix} \sigma_{2050}^1 \\ \sigma_{2050}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$
	=	=	=	=
Puissance produite horaire	$\begin{bmatrix} P_{2010}^1 \\ P_{2010}^2 \\ \vdots \\ P_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} P_{2011}^1 \\ P_{2011}^2 \\ \vdots \\ P_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$	...	$\begin{bmatrix} P_{2050}^1 \\ P_{2050}^2 \\ \vdots \\ P_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$

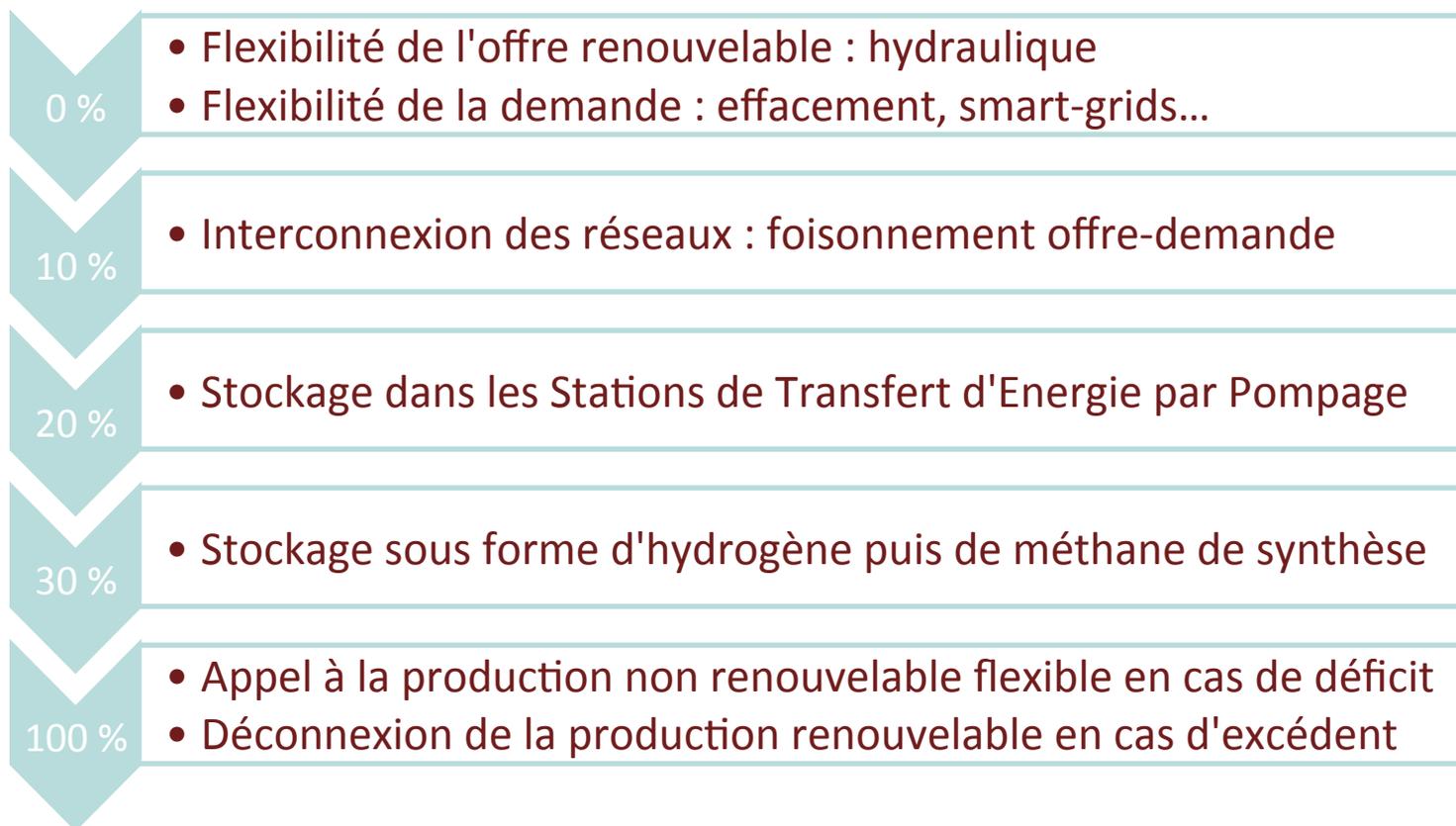
## Comparaison en puissance sur 3 jours en hiver



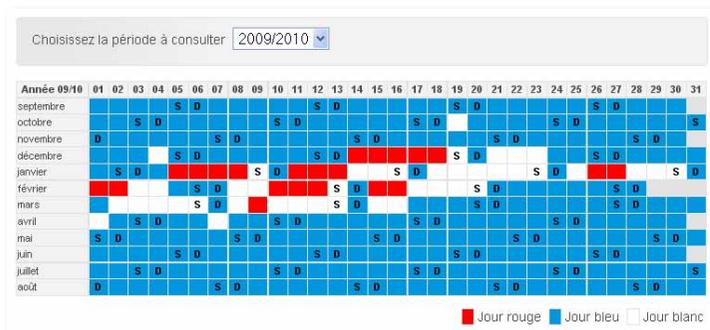
## Principes de gestion de l'équilibre

- Le modèle assure heure par heure, année par année, l'équilibre production-consommation d'électricité en faisant appel à de la flexibilité par ordre de mérite négaWatt

Pertes croissantes d'efficacité



Effacement type EJP ou Tempo et évolution vers les smart-grids avec effacement diffus sur certains usages : chauffage, climatisation, certains procédés industriels...



Calendrier Tempo – source EDF

Pas de croissance d'effacement dans le scénario, par prudence

- nouvelles possibilités offertes par les smart-grids...
- ...mais aussi moins d'usages thermiques flexibles de l'électricité

Pilotage de la production renouvelable : hydraulique éclusée et de lac



### Parc installé en 2010 en France

Fil de l'eau + éclusé	10,4 GW
Lac	8,2 GW
Petit hydraulique	1,2 GW
Marémotrice	0,2 GW

Pas de croissance dans le scénario

- amélioration des barrages existants...
- ... mais nécessité de limiter les conséquences environnementales (débits réservés par ex.)

0 %

10 %

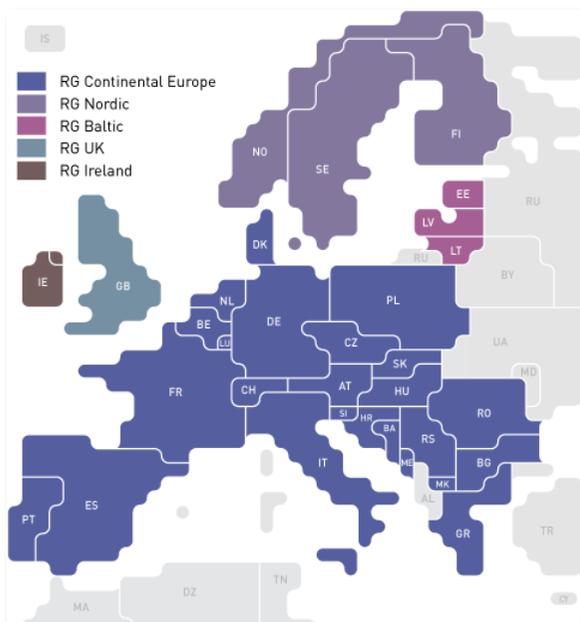
20 %

30 %

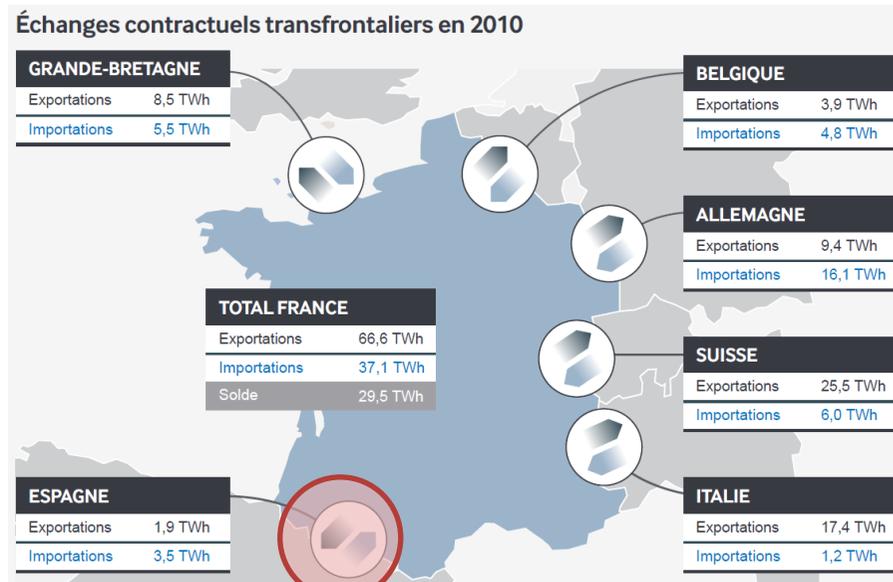
100 %

# Renforcement du réseau de transport

Élargir par l'interconnexion la zone d'équilibre production – consommation (foisonnement / aléas)



Aujourd'hui le réseau interconnecté européen  
source ENSTOE



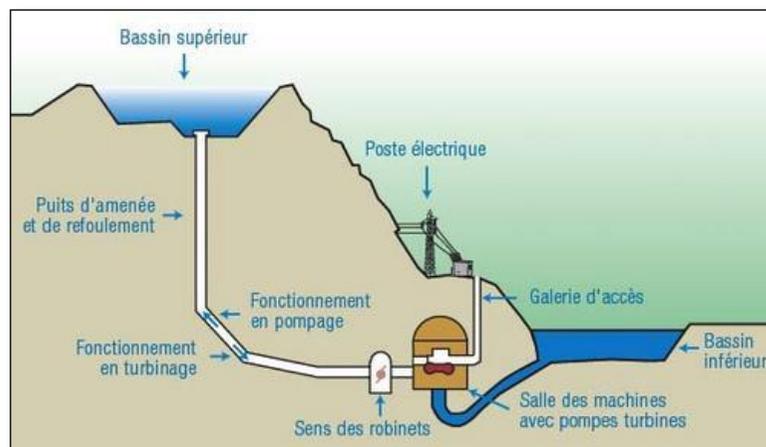
Demain, renforcement des interconnexions  
Exemple de liaison France-Espagne  
source RTE

Pas pris en compte dans le scénario négaWatt :

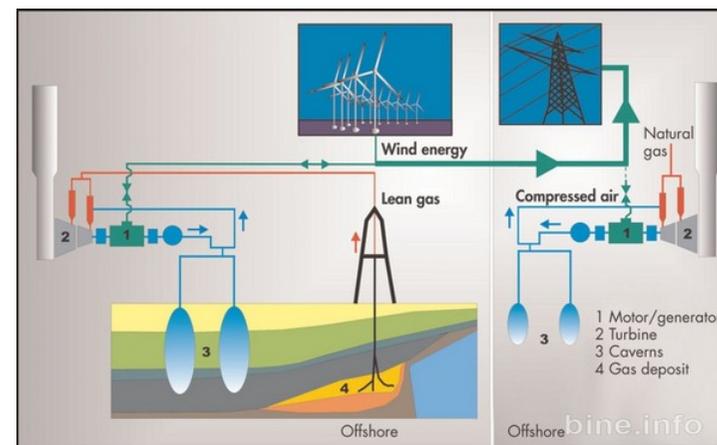
- Vérification de la transition énergétique « dans les frontières »
- Absence de modélisation de la transition au niveau européen (+ acceptabilité des ouvrages)

# Stockage d'électricité dans les STEP

- STEP : 4 300 MW installés mais taille des réservoirs limitée, stockage de quelques heures à quelques dizaines d'heures
- Potentiel d'autres technologies (stockage d'air comprimé...), mais mêmes limites de quantité d'énergie stockée



STEP : deux réservoirs à des altitudes différentes pour stocker et déstocker l'eau



Stockage d'air comprimé dans le sous-sol puis détente pour restituer l'électricité

- Scénario négaWatt : pas de nouvelles capacités mais optimisation de l'existant
  - Problèmes d'impact environnement et d'acceptabilité de nouveaux ouvrages
  - Réflexion à affiner sur les réservoirs et les modes gestion disponibles

0 %

10 %

20-25 %

30 %

100 %

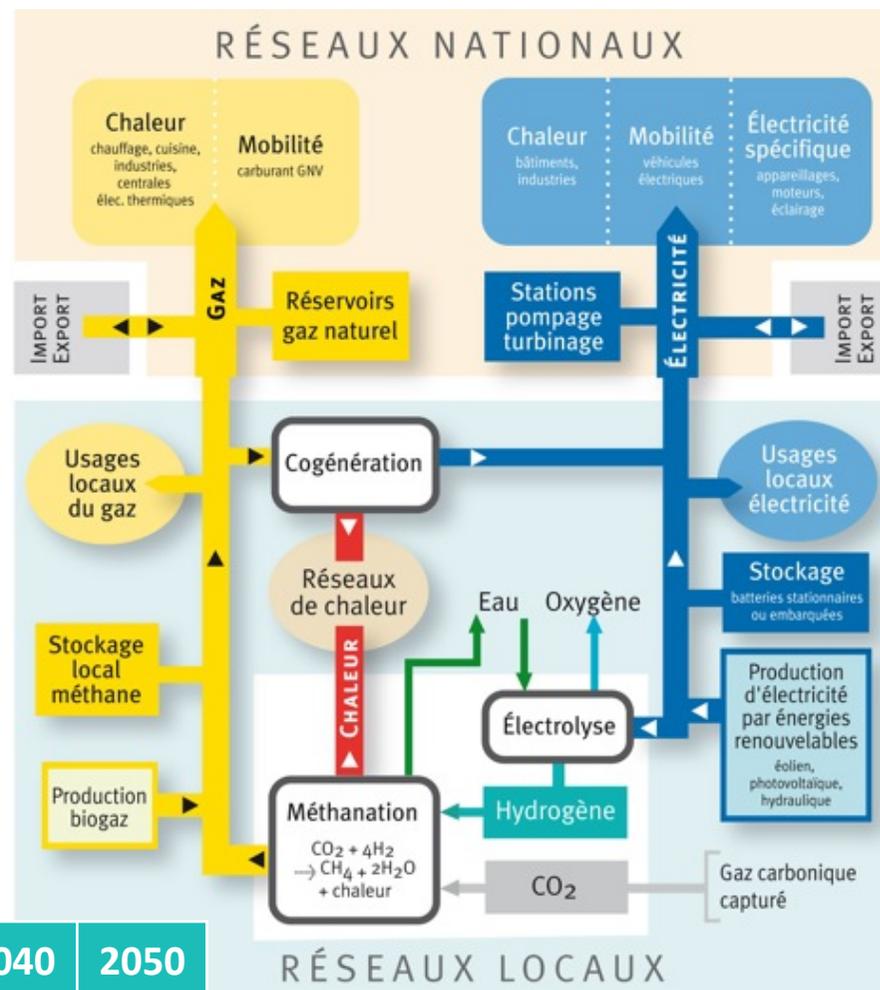
## Stockage d'électricité dans le réseau gaz par méthanation

- Capacité stockage gaz : 150 TWh  
30 % de la consommation en 2010
- Combinaison de technologies matures (électrolyse, méthanation)
- Optimisation à venir dans les 5 à 10 prochaines années
- Installations de quelques kW à plusieurs dizaines de MW

Interconnexion réseaux  
=> gestion intégrée plus efficace des énergies renouvelables

## Puissance méthanation installée (GW)

	2010	2020	2030	2040	2050
Méthanation	0,0	0,0	2,7	9,2	10,0



0 %

10 %

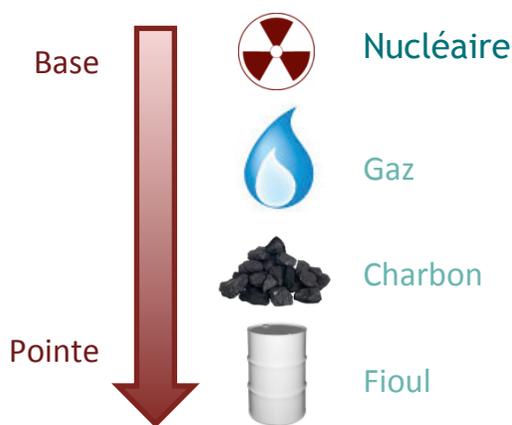
20 %

20-40 %

100 %

## Déficit de production renouvelable (situation actuelle)

Appel à la production conventionnelle par ordre de mérite (nucléaire, gaz, charbon, fioul...)



Faible rendement + externalités

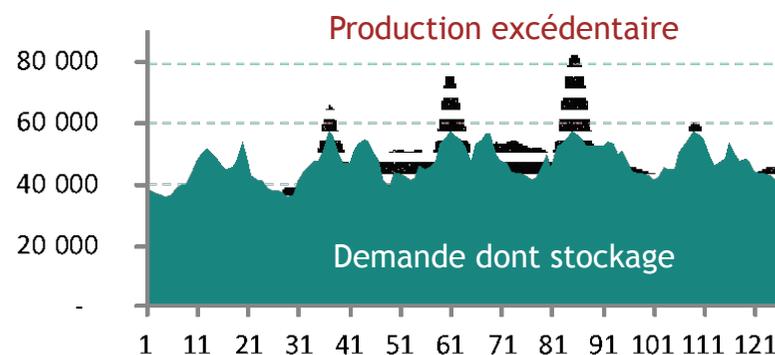
### Scénario négaWatt :

seuls quelques cycles combinés gaz et turbine à combustible liquide maintenus à 2050

## Excès de production renouvelable (situation 2050)

Déconnexion de la production éolienne ou photovoltaïque sans débouché

Déjà en œuvre en Allemagne et Espagne



### Scénario négaWatt :

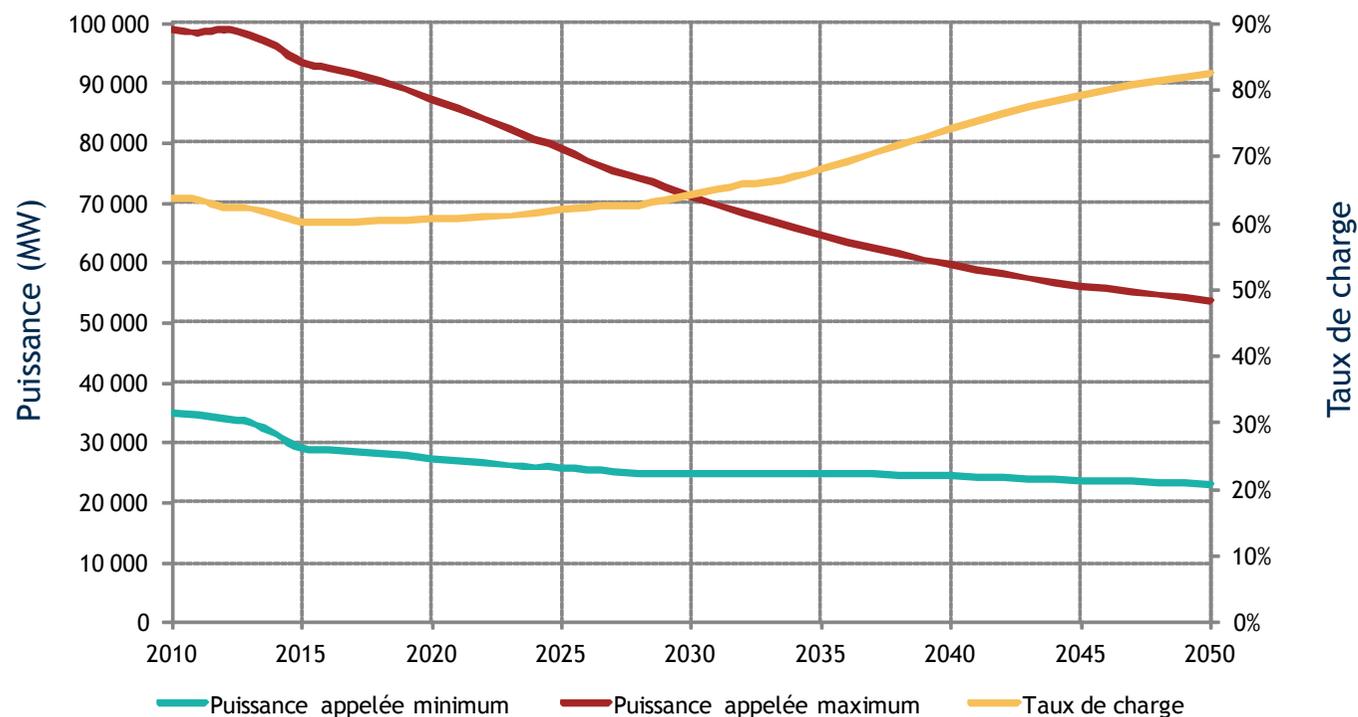
48 TWh d'excédents en 2050.

possibilité acceptable sans remettre en question l'économie des renouvelables

Productible restant disponible à l'exportation

## Réduction de l'aléa sur la demande

- Le scénario négaWatt 2011 se traduit côté demande par :
  - Une baisse forte de la puissance maximale et minimale appelée, ainsi qu'une diminution très forte des aléas température en hiver et luminosité
  - Une augmentation du taux de charge donc optimisation des réseaux



- **Diminution de l'aléa sur la demande => Marge de manœuvre sur l'offre**

## Puissances moyennes dans les 200 heures les plus tendues en 2050 (GW)

Offre		Demande	
Filière	Puis.	Poste	Puis.
Eolien	11	Consommation intérieure	45,1
Photovoltaïque	0,6	Effacement / Flexibilité	-1,3
Thermique (biomasse solide et biogaz)	1,6	Pompage STEP	0
Géothermie	1,6	Méthanation	0
Hydraulique fil de l'eau	5,0		
Filières marines	0,8		
Cogénération base (gaz réseau / biométhane)	3,2		
CCG (gaz réseau dont biométhane)	4,7		
TAC + Diesel (carburant liquide)	2,8		
Hydraulique lac et éclusé	8,5		
Turbinage STEP	3,9		
<b>TOTAL</b>	<b>43,8</b>	<b>TOTAL</b>	<b>43,8</b>

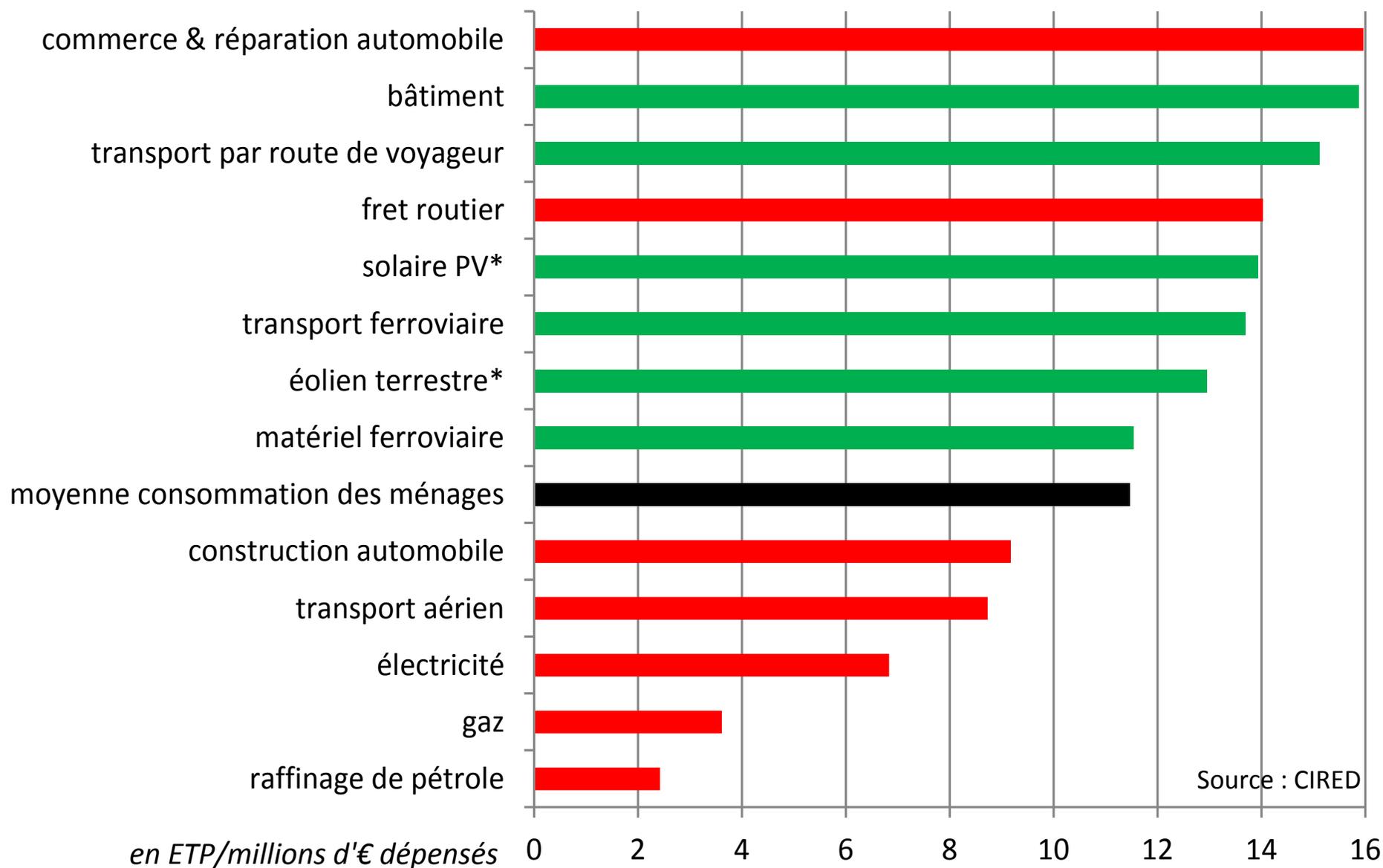
# Le coût de la transition énergétique

Quelques éléments de réflexion ...

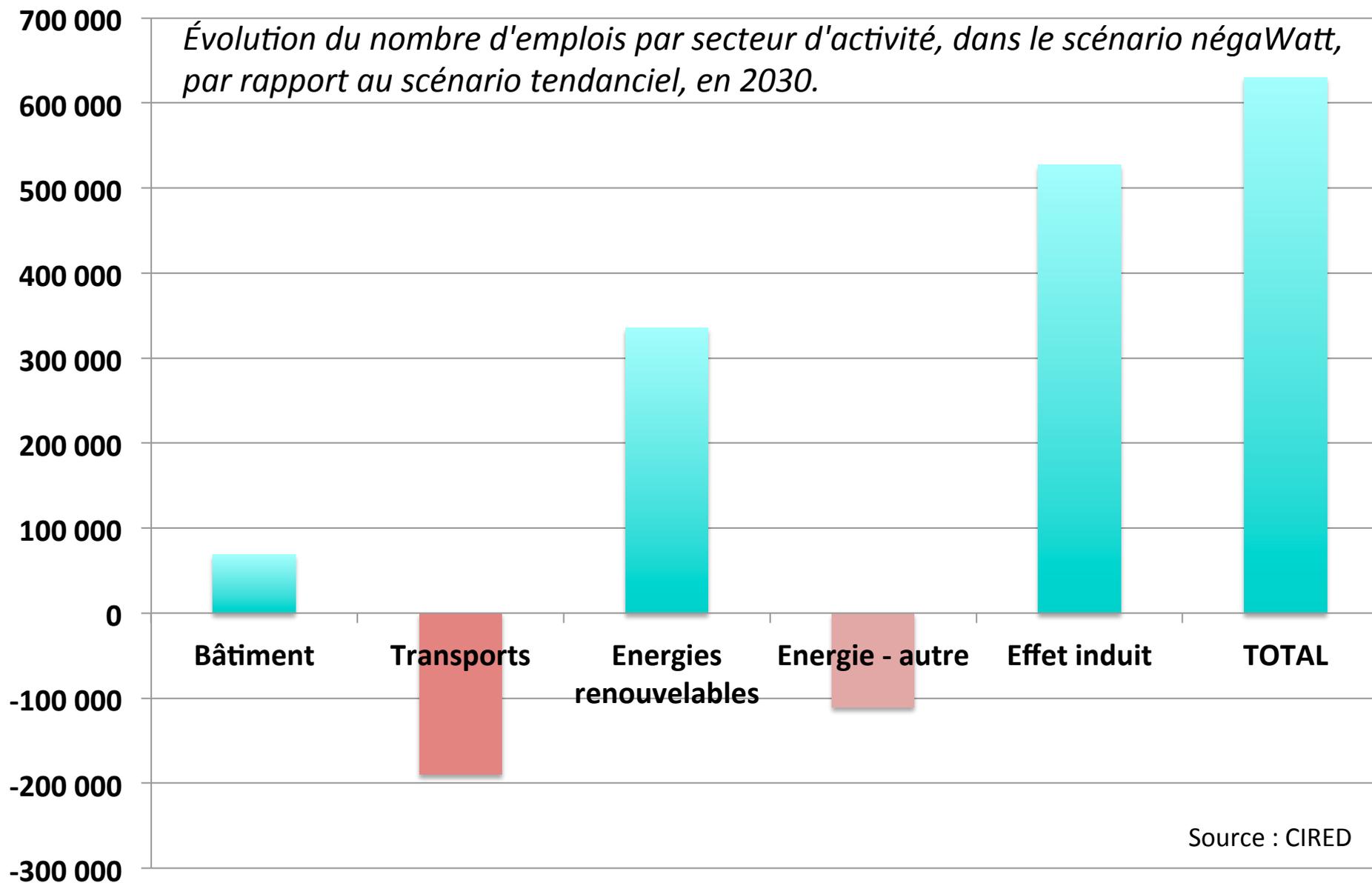
Données issues de deux études :

- « *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse du scénario négaWatt* » - CNRS-CIRED, 2013.
- « *Estimation des effets macroéconomiques du scénario négaWatt* » OFCE-ADEME, 2013.

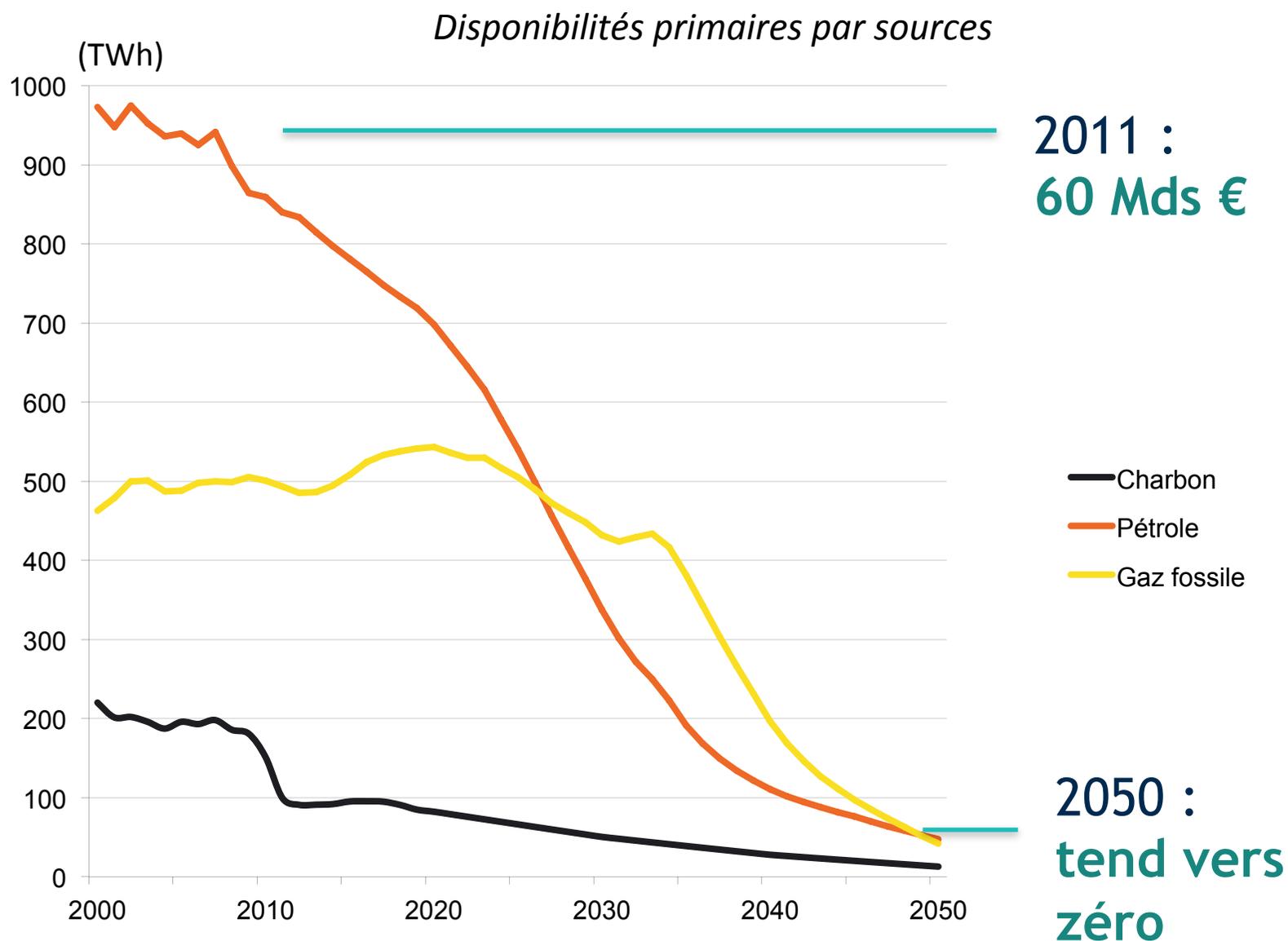
# Contenu en emploi de différentes branches



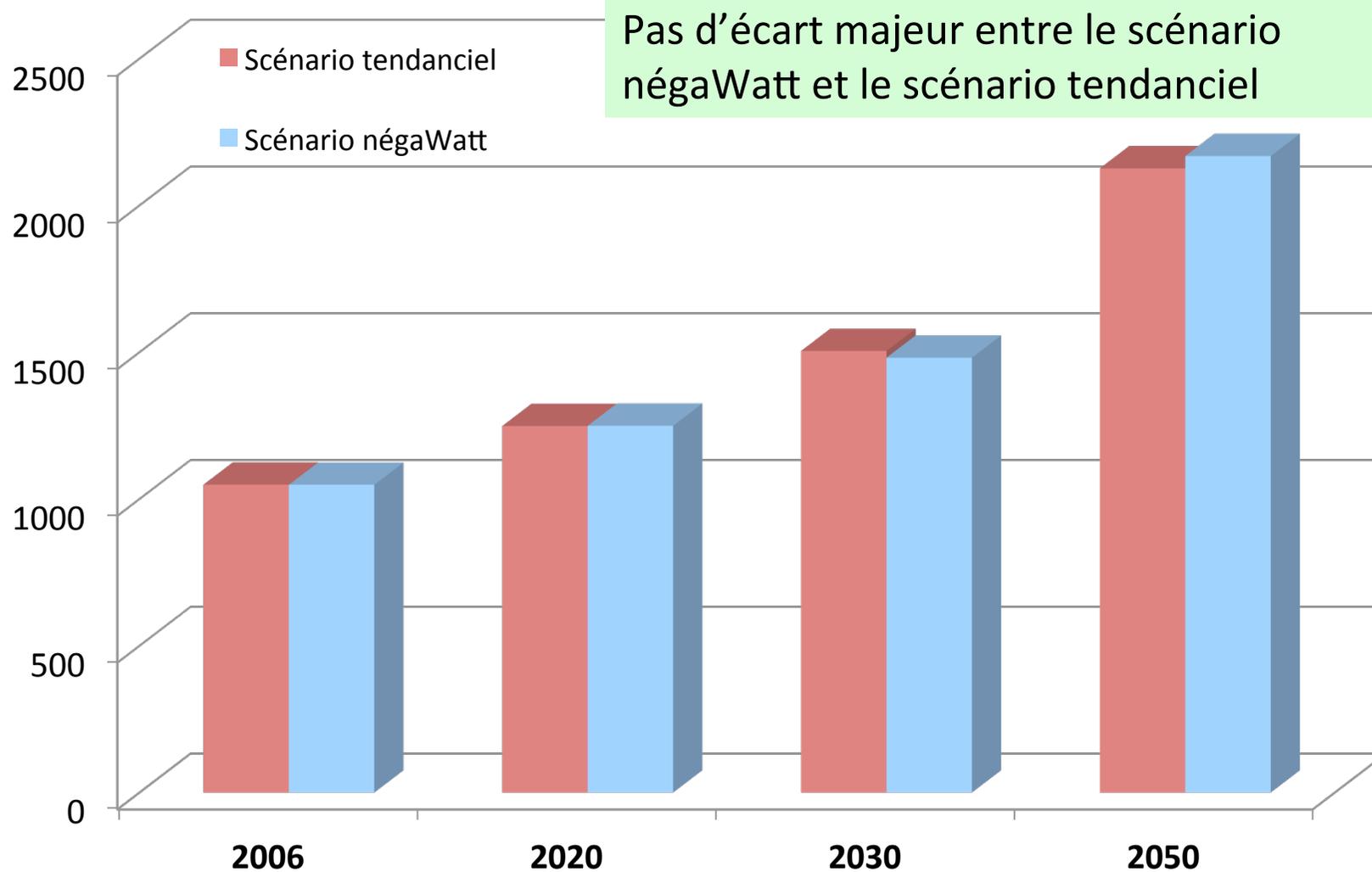
# Impact sur l'emploi : emplois créés/détruits



# Facture énergétique (fossiles importés)

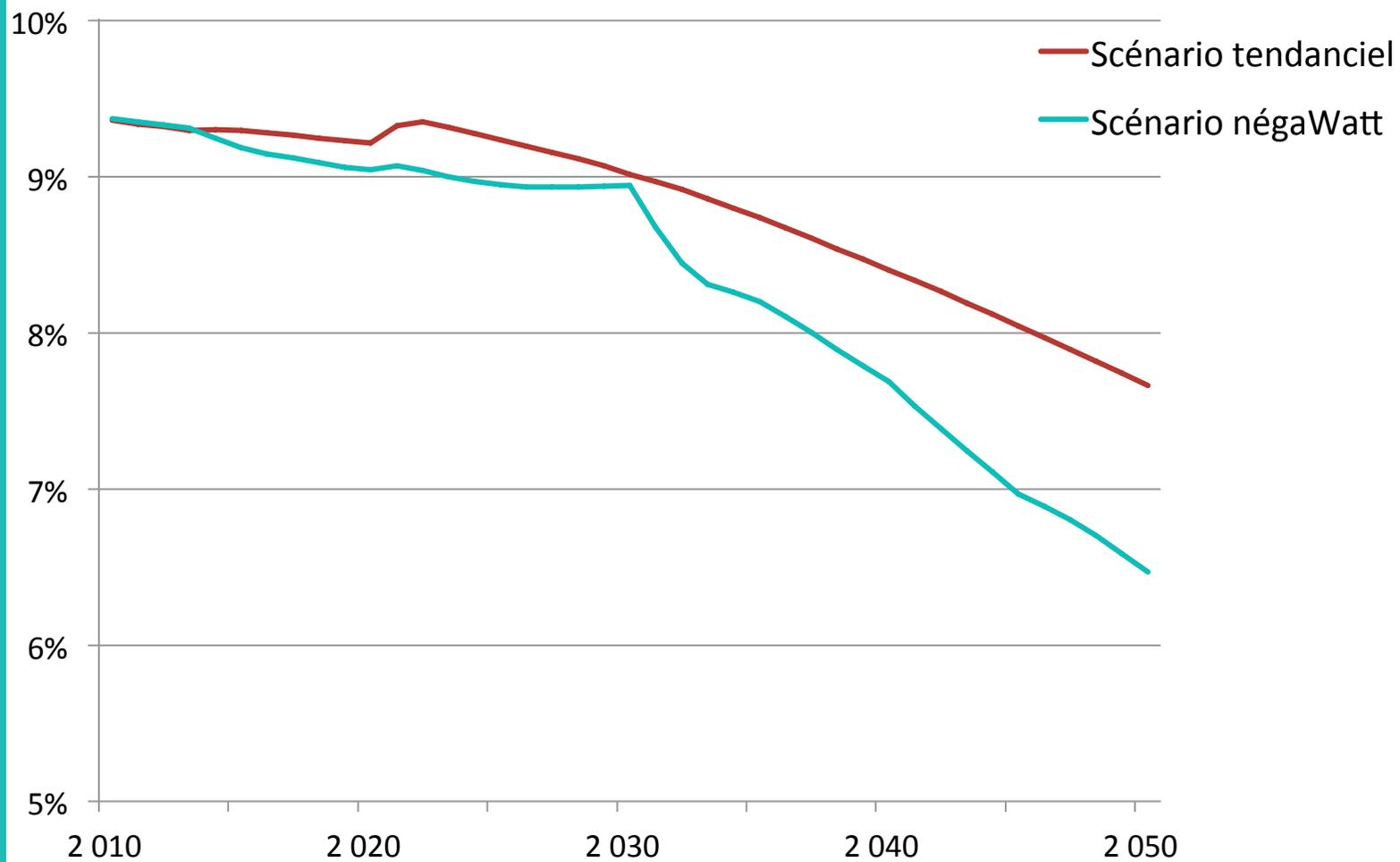


## Etude macro-économique



*Revenu disponible des ménages (en milliards d'euros constants)  
après paiement de la facture énergétique & investissements liés à la TE*

## Évolution du taux de chômage



## « Coût » de la transition

- Impact sur l'emploi : création de plus de **630 000 emplois**
- Sobriété énergétique : nécessite principalement **un travail d'animation et de sensibilisation**
- Efficacité énergétique : **un investissement** et non un coût
- **Coût des filières renouvelables en baisse constante** (notamment le PV) - L'inverse est constaté sur les filières nucléaire et fossiles