

Diviser par quatre les rejets de CO₂ dus à l'énergie : le scénario Négatep 2017

Sauvons Le Climat, groupe scénarios
Claude Acket, Hubert Flocard, Claude Jeandron, Hervé Nifenecker,
Henri Prévot, Jean Marie Seiler.

TABLE

Préambule

O) Introduction

A) Point de départ, situation actuelle année 2015

A 1) Consommation d'énergie primaire

A 2) Bilan énergétique final en 2015 par utilisateur en Mtep

A 3) Point spécifique électricité en TWh

A 4) Point spécifique les énergies renouvelables (ENR)

A 5) Rejets de gaz carbonique (usages énergétiques)

B) La démarche Négatep : au-delà du déjà réalisé « la sortie du charbon et du fuel lourd »

C) Une perspective d'avenir

Dans la semi continuité, une référence, « business as usual » (B.A.U.)

D) Maîtrise de la demande : objectif 2050

D.1) Généralités

D.2) Secteur résidentiel

D.2.1) Chauffage

D.2.2) Eau chaude sanitaire (ECS)

D.2.3) Cuisson

D.2.4) Electricité spécifique

D.3 Secteur tertiaire

D.4 Secteurs industriel et agroalimentaire

D.5 Mobilité

D.5.1) Situation initiale et tendance

D.5.2) Avenir, sobriété efficacité

D.5.3) Remplacer le pétrole : biocarburants et électrification

D.5.4) Récapitulatif

D.6 Bilan global : demande d'énergie finale

E) Sources d'énergies décarbonées d'ici 2050

E.1) Les renouvelables thermiques

E.1.1) Biomasse, biogaz, déchets carbonés

E.1.2) Divers renouvelables chaleur hors biomasse

E.2) Les renouvelables électriques

E.2.1) L'hydraulique

E.2.2) L'éolien

E.2.3) Le photovoltaïque

E.2.4) Divers déchets

E.2.5) Un bilan global renouvelables électriques

E.2.6) Que penser des systèmes décentralisés ?

E.3) L'électricité nucléaire

F) Le remontage Négatep

- F.1) Un objectif de coût minimum
- F.2) Une approche progressive vers le facteur 4
- F.3) Résultats principaux du remontage Négatep
 - F.3.1) Energie finale
 - F.3.2) Electricité
 - F.3.3) Fournitures, ressources d'énergie primaire pour l'année 2050
 - F.3.4) Combustibles fossiles et rejets de gaz carbonique
- G) L'approche économique : le coût de la transition énergétique
- H) Discussion

Résumé

Sigles

Références

Annexes

- 1 Electricité et équilibre réseau
- 2 Electricité et hydrogène
- 3 Modes de production de méthane
- 4 Principales hypothèses économiques
- 5 Une approche économique comparative Européenne
- 6 Variation Négatep vers « moins » de nucléaire

Préambule

Avant Négatep 2017

De Négatep 2007, à Négatep 2011, Négatep 2014 et la loi sur la transition énergétique de 2015

La loi d'orientation sur l'énergie de 2005 a fixé quatre grands objectifs de politique énergétique, qui restent toujours d'actualité :

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement.
- Assurer un prix compétitif de l'énergie.
- Préserver l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre.
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Dans le cadre de cette loi, la France soutient l'objectif international de diviser par 2 les émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050¹, ce qui nécessite une division par 4 à 10 des émissions pour les pays développés².

La loi de 2005 définit quatre grands axes pour tenter d'atteindre les objectifs fixés :

- Économiser l'énergie.
- « Décarboner » l'énergie utilisée, en réduisant la part des énergies fossiles.

¹ Il faut ajouter maintenant, d'aller au delà pour arriver à zéro rejets de gaz carbonique, d'ici la fin du siècle, comme le recommande la COP 21

² L'Européen moyen rejette aujourd'hui entre 1,5 et 3 tC par an (multiplier par 44/12 = 3,65 pour passer aux tonnes de CO₂). Les Français comme les Suisses et les Suédois sont dans le bas de la fourchette grâce à une électricité produite avec très peu de combustibles fossiles. Les Danois ou les Allemands sont plus près de 3 tC et les Américains de 5 à 6 tC par habitant. Au niveau Européen si le facteur 4 est imposé aux Français, il devrait être au moins de 6 pour les Allemands, ou en équilibrant un facteur 3,5 pour la France et au moins 5 pour l'Allemagne.

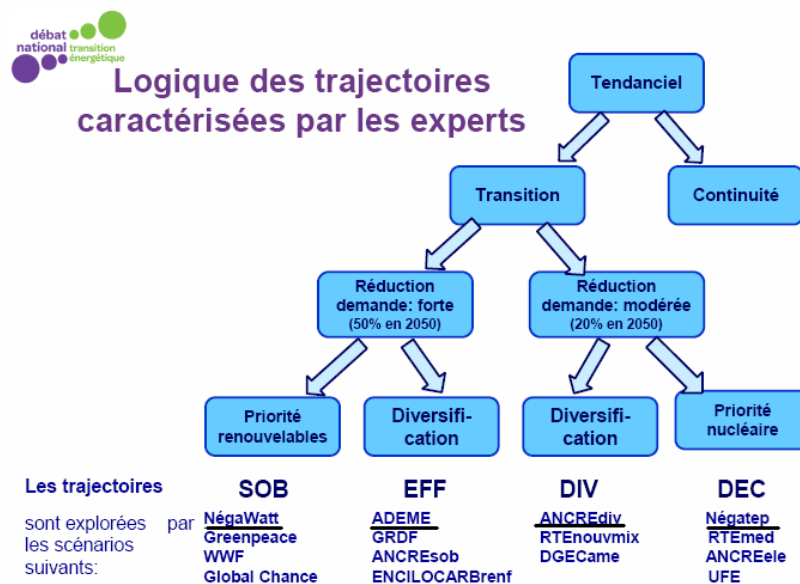
- Développer les énergies renouvelables.
- Maintenir le nucléaire pour la production d'électricité.

Présenté sous le vocable « Sortir des fossiles », lors du débat national DNE 2003, en préparation de la loi d'orientation 2005, nous avons proposé en 2007, sur la base de données de l'année 2006, un scénario rebaptisé **Négatep**, conforme aux objectifs de la loi, permettant de s'approcher du « facteur 4 », en notant que si ce scénario s'applique à la France, il pourrait être adapté à la majorité des pays développés.

Ce scénario se place dans la continuité de la première transition énergétique, faite par la France dans les années 80/90, **qui a vu le nucléaire remplacer le charbon et le fuel**, dans la production d'électricité, un premier pas significatif vers la décarbonation de l'énergie.

Nous l'avons appelé « Negatep », car c'est bien la consommation d'énergie issue en grande partie des combustibles fossiles symbolisés par le pétrole et la tonne équivalent pétrole (tep), qu'il faut maîtriser³. Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4 » serait inaccessible, il faut remplacer le plus possible les combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique, aussi bien pour produire de la chaleur, à utiliser directement, que de l'électricité.

C'est sous sa version **Négatep 2011**, que ce scénario a été présenté, par Sauvons le Climat, lors du DNTE (Débat National sur la Transition Energétique) de novembre 2012 à mi 2013. Il a été classé, au titre DEC, parmi les quatre trajectoires retenues en synthèse du débat,



- dans la famille SOB (pour sobriété) le scénario NégaWatt, et sortie totale du nucléaire, suppose une réduction de la consommation finale par habitant de 60 %, toutes sources confondues et prévoit une consommation finale de 272 TWh d'électricité (pour 432 TWh en 2015, soit – 43 % par habitant sur le vecteur électrique)

- dans la famille EFF (pour efficacité) le scénario ADEME⁴ suppose une réduction de la consommation finale d'énergie par habitant de 51 % pour une production totale électrique de 381 TWh, dont 265 TWh de renouvelables, 95 TWh de nucléaire⁵ et 21 TWh de gaz naturel.

³ Une erreur courante conduit à confondre énergie et puissance. Il faut bien maîtriser l'énergie exprimée en Watt heure ou en tep (1 tep = 11.63 MWh) et non maîtriser les puissances exprimées en Watt,

⁴ L'ADEME a depuis présenté un scénario 100 % renouvelables.

⁵ Niveau trop faible pour maintenir une industrie viable, tant sous les aspects technologiques que financiers. Ceci répond à l'objectif ultime de l'ADEME, le même que celui de NégaWatt : la sortie du nucléaire

- dans la famille DIV (pour diversifié) le scénario ANCREdiv, qui suppose une réduction de la consommation finale par habitant de 17 %. Ce scénario qui se place dans le cadre de la directive gouvernementale de limiter la part du nucléaire à 50 %, aboutit à environ 250 TWh de nucléaire (sur les 510 TWh du total de la production électrique)

- dans la famille DEC (pour décarboné par l'électricité) on trouve le scénario ANCREele, et celui intitulé Négatep.

Le premier ANCREele s'écarte du précédent ANCREdiv, en maintenant le nucléaire sensiblement au niveau actuel, avec une production d'électricité totale de 750 TWh, dont 420 TWh pour le nucléaire (soit quasiment la production actuelle) et 316 TWh de renouvelables.

Le second Négatep met encore plus l'accent sur l'électricité décarbonée, en remplacement pour partie du gaz en chauffage et du pétrole en mobilité. Mais il met en doute la possibilité, du fait de l'intermittence/variabilité, d'arriver à une présence prépondérante des renouvelables électriques. Ceci donnait un total de 908 TWh d'électricité⁶ (+ 61 % par rapport à 2012), dont 700 TWh de nucléaire (+ 64 %) et 168 TWh de renouvelables (+ 92 %). Globalement, en production électrique, il y a sensiblement la même proportion de nucléaire que maintenant (77 %), mais en valeur absolue cela donne une augmentation. Par contre, en puissance installée, le nucléaire représente un peu moins de la moitié du total.

Ce débat DNTE a permis de comparer différents scénarios aboutissant tous à la réduction par un facteur voisin de 4 des rejets de CO², basés sur des efforts plus ou moins importants sur la réduction des besoins et l'ensemble sobriété/efficacité, sur l'avenir des énergies renouvelables et surtout, car très structurant, sur la place du nucléaire pour la production d'électricité, allant du zéro nucléaire (cas de Negawatt), à du très peu de nucléaire, en fait équivalent à zéro (cas de l'ADEME), à un peu moins ou autant (cas des différents scénarios de l'ANCRE) et enfin, sans a priori, **augmentation du nucléaire, si nécessaire, pour répondre à moindre coût aux besoins (cas de Négatep).**

Lors de ce débat, le gouvernement a bien indiqué, ses a priori et orientations, pour aller vers une forte réduction du nucléaire. Ceci fut confirmé officiellement avec « **La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte** » adoptée par le Parlement en juillet 2014, et publiée au journal officiel en août 2015.

Cette loi rappelle bien l'objectif fondamental vu en tête de ce chapitre, « *de réduire les émissions de gaz à effets de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050* », et ainsi, en pleine cohérence, prévoit « *de réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012* ». En notant qu'il est bien précisé énergies *fossiles*.

Mais cette loi, en confondant parfois objectifs réaffirmés ci-dessus, et certains moyens d'y parvenir, va plus loin en s'engageant dans des actions spécifiques. Ces moyens ne sont pas directement liés à l'objectif fondamental de réduire les rejets de gaz carbonique, et peuvent, sans y être défavorables, ne pas directement les concerner, voire même y aller à l'encontre. Ainsi on trouve notamment :

- « une réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ».

- « porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ».

Pour le premier point, s'il faut bien reconnaître que la réduction de consommation est indispensable pour atteindre le facteur 4, encore faudrait-il aussi dire, dans quelles limites et à quel

⁶ Données présentées de Négatep 2011 lors du DNTE. Ces données seront légèrement modifiées ici dans Négatep actualisé 2017

coût. Cette seule réduction de consommation peut se faire au détriment d'autres actions plus significatives pour réduire les rejets, car économiser l'énergie peut coûter très cher, contrairement à l'adage disant que l'énergie non produite ne coûte rien. Une réduction de consommation n'est pas systématiquement liée à l'objectif principal, qui est une réduction des rejets de gaz carbonique. On peut très bien avoir une forte réduction des rejets de gaz carbonique, à même consommation énergétique finale. Mais, compte tenu du lien entre croissance économique et consommation énergétique, à moins d'avancées considérables de l'intensité énergétique, une trop forte baisse de consommation peut se traduire par décroissance économique synonyme de pauvreté et de chômage.

Pour le second point, s'il existe un accord total pour voir le développement des renouvelables, encore faudrait-il préciser lesquelles. Si ceci est sans nuance, hormis l'aspect coût et éventuellement une bonne utilisation des terres, lorsque l'on parle des renouvelables thermiques (dont la biomasse, le solaire pour l'eau chaude sanitaire,...), ceci devient très discutable lorsque l'on vise les renouvelables électriques, comme l'éolien et le photovoltaïque, déjà du fait de leurs coûts, mais surtout du fait de leurs caractères variables/intermittents. Ils doivent faire appel à un back up (appoint, secours) ce qui, faute de disposer de moyens de stockage à rendements et coûts acceptables, conduira à promouvoir le gaz naturel et donc n'amènera pas à la réduction des rejets.

Mais, il semblerait que le vrai objectif de la loi apparaisse dans les actions visant strictement le nucléaire, répondant ainsi à des objectifs électoraux :

- « **la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025** »

- « **limiter la capacité totale autorisée de production d'électricité nucléaire à 63,2 GWe.** » (soit le niveau actuel avant la mise en service à venir de Flamanville 3).

Or, pour atteindre l'objectif de décarbonation de notre économie, il sera nécessaire de remplacer de plus en plus, les énergies fossiles consommées en grande quantité dans le transport et le bâtiment, par de l'électricité décarbonée.

Nous avons étudié soigneusement les différents modes de production d'électricité sans émission de CO₂, en tenant compte des fortes contraintes techniques à respecter, pour livrer une électricité sûre et de bonne qualité. La nécessité de pallier l'intermittence des productions éolienne et photovoltaïque a pour conséquence, que les parcs de production d'électricité les moins coûteux font et feront une grande place à l'électricité d'origine nucléaire. C'est donc ainsi que la production d'électricité ménagera au mieux le pouvoir d'achat des consommateurs et sera, pour les entreprises, un facteur de compétitivité face à la concurrence étrangère.

C'est pourquoi, dans la continuité, nous proposons la version actualisée 2017 du scénario intitulé Négatep, qui bien que non conforme à la loi de 2015, sur la question spécifique du nucléaire, a toute sa place dans le débat, en le ramenant à son objectif premier : la réduction des rejets de gaz carbonique d'un facteur 4.

Introduction à Négatep 2017

Négatep prend directement en compte les quatre grands objectifs de politique énergétique, de plus en plus d'actualité.

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement.
- Assurer un prix compétitif de l'énergie.

- Préserver l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre, actualité remise en valeur avec la COP 21 tenue à Paris⁷.
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Pour ce faire, Négatep définit les quatre grands axes pour tenter d'atteindre les objectifs fixés :

- Économiser l'énergie. Sobriété, à faire accepter par tous, avec ses limites pour ne pas tomber dans la coercition, et surtout Efficacité, qui représente en général de forts investissements, avec des durées de retour sur investissements qui doivent se révéler raisonnables.
- « Décarboner » l'énergie utilisée, en réduisant la part des énergies fossiles⁸, pour aboutir au facteur 4 d'ici 2050, puis aller au delà vers zéro d'ici la fin du siècle. Le charbon⁹ et le fuel lourd ont été remplacés par le nucléaire dans les années 80/90, pour la production d'électricité, reste à remplacer le pétrole et le gaz, dans tous les usages hors électricité.
- Développer les énergies renouvelables, en distinguant les renouvelables thermiques et les renouvelables électriques.
- Maintenir le nucléaire pour la production d'électricité et ne pas *a priori* exclure de l'accroître, dans la lignée de ce qui a été réalisé lors de la première vraie transition énergétique des années 80/90 qui a vu la sortie du charbon et du fuel lourd.

Le premier chapitre (A) présente l'état de la situation énergétique réelle en 2015 et commente l'estimation des émissions liées à l'énergie en France, soit 344 millions de tonnes de gaz carbonique.

Le deuxième chapitre (B) montre que la France a déjà fait une partie du chemin de réduction de ses rejets de gaz carbonique avec le développement du nucléaire des années 80/90, qui s'est traduit par la quasi-sortie du charbon et du fuel lourd. Ce succès mérite d'être analysé, et d'en tirer leçon, pour aller au-delà et réduire maintenant la consommation de gaz et de pétrole.

Le troisième chapitre (C) présente un scénario dit de référence, celui qui pourrait être suivi dans une semi continuité, hors impératif imposé de diviser par 4 l'emploi des combustibles fossiles.

Le quatrième chapitre (D) couvre la maîtrise de la demande pour 2050, en développant les aspects sobriété (efforts et individuels et collectifs pour réduire les besoins) et efficacité pour réduire les rejets de gaz carbonique à demandes identiques.

Le cinquième chapitre (E) couvrira les possibilités offertes par les sources d'énergie décarbonées, (renouvelables et nucléaire) pour répondre aux besoins sans émettre du gaz carbonique.

Le sixième chapitre (F) récapitule les principales données du scénario Négatep objectif 2050, la situation de la demande d'énergie finale et par sources d'énergie ; il porte un regard spécifique sur l'électricité et dresse le bilan gaz carbonique.

⁷ Il faut noter, que la France en charge de cette COP21, s'est montrée plus que discrète, voire muette, un semblant de honte, sur ses performances actuelles, qui lui permettent pourtant d'être très en avance sur les autres grands pays européens pour la limitation des rejets de gaz carbonique, grâce au nucléaire.

Le modèle serait-il au sein de l'UE, « l'Energiewende Allemand »? Tout le laisse à penser, lorsqu'on regarde l'incohérence, l'incongruité de la loi sur la transition énergétique, avec cette dérive pour sortir du nucléaire, pourtant l'une des sources de base non émettrices de gaz carbonique.

⁸ La séquestration du gaz carbonique pourrait être une solution, la capture et le stockage du CO₂ permettant de diviser par 3 à 4 les rejets. La technologie, en développement, pourrait s'appliquer à de grosses unités énergétiques qui à partir du charbon produiraient de l'électricité, de l'hydrogène, ou des carburants de synthèse. Les progrès et promesses sont à suivre sous le triple aspect de la consommation d'énergie, des problèmes environnementaux liés au stockage du CO₂ et des coûts de ces nouvelles technologies, mais une participation significative de cette technologie à la lutte contre l'effet de serre ne peut être attendue avant 2050, au niveau mondial.

⁹ Jusqu'à la fin des années 50, le charbon national était à la base de la production d'électricité en France. La disponibilité et les coûts particulièrement bas du pétrole international, à partir de 1960 ont conduit à développer les centrales au fuel, au détriment du charbon, pour les nouvelles constructions et aussi pour certaines anciennes centrales, réadaptées, converties au fuel lourd. La crise pétrolière des années 73 a remis en cause ce basculement, avec parfois retour au charbon. Mais l'arrivée du nucléaire a changé favorablement toute la donne.

Le septième chapitre (G) sous forme d'approche économique simplifiée, donne le coût de la transition énergétique Négatep.

Remarques préliminaires :

1). Les formes d'énergie sont multiples (chaleur, mécanique, électricité) et se mesurent officiellement toutes avec la même unité, le Joule et ses multiples (MJ, GJ...¹⁰). En pratique, cependant, les professionnels, avec la prédominance du pétrole, ont adopté comme unité de référence la tep, pour tonne équivalent pétrole et ses multiples (tep, Mtep, Gtep) pour toutes les énergies chaleur, et par ailleurs le kWh et ses multiples (MWh, GWh, TWh) pour l'électricité :

1 tep = 41,86 GJ (souvent simplifié à 42 GJ)

1 MWh = 3,6 MJ ou 0,086 tep

Bien que l'électricité et la chaleur ne rendent pas les mêmes services, les divers organismes internationaux et nationaux qui s'intéressent à l'énergie ont convenu d'exprimer les énergies mises à la disposition des utilisateurs, dites « **énergies finales** », en tep, qu'elles soient sous forme de chaleur ou d'électricité. C'est cette convention que nous adopterons très généralement ici, puisque notre propos vise essentiellement les évolutions de la consommation et des moyens d'y répondre. Les consommations par logement ou habitant seront souvent exprimées en kWh car l'unité est commode dans ce cas.

Commentaire de l'énergie finale à l'énergie utile

L'énergie dite finale est celle mise à disposition de façon onéreuse au consommateur.

En additionnant ses factures d'électricité, de gaz, de fuel pour se chauffer ou d'essence pour sa voiture, etc., chacun peut faire son bilan d'énergie finale financier, mais aussi énergétique.

Cette énergie finale répondra aux besoins sous forme d'énergie utile, en prenant en compte les pertes. Par exemple un moteur thermique au pétrole a un rendement qui peut descendre à 30 %.

Seuls 30 % de l'énergie intitulée finale sert réellement à déplacer le véhicule. Par contre le même véhicule en motorisation électrique a un rendement qui peut atteindre 90 %, donc l'énergie finale sera 3 fois plus utile pour se déplacer. Et l'énergie utile est bien le but, avec le minimum de rejets de gaz carbonique.

D'un autre point de vue, au lieu de parler pertes, on peut parler d'apports supplémentaires, avec des énergies pompées. Ainsi l'électricité finale des pompes à chaleur peut pomper dans la nature de l'énergie, qui viendra s'ajouter à l'électricité, encore une spécificité très favorable de l'électricité à prendre en compte.

En revanche, lorsqu'on s'intéresse aux rejets de CO₂, il faut évidemment remonter aux tonnes de combustibles fossiles effectivement utilisées, un peu supérieures aux quantités finales dans le cas de l'utilisation directe sous forme de chaleur (pour le pétrole, par exemple, il faut tenir compte de l'énergie consommée pour le raffinage et l'acheminement jusqu'au consommateur final, environ + 10 à 20 %), mais 2 à 3,3 fois supérieure dans le cas de l'électricité (pour tenir compte du rendement thermodynamique de la production d'électricité à partir de chaleur, compris entre 33 et 60 %, des pertes en lignes et de la consommation des équipements « auxiliaires » de la production).

Une fois déterminées ces quantités d'énergies dites « primaires », on calcule les quantités de CO₂ rejetées exprimées en tonnes de carbone contenu (tC et ses multiples) en appliquant les coefficients¹¹ :

¹⁰ Au niveau mondial pour chiffrer certains comptages se font en EJ (exajoule) 1 EJ valant 10 à la puissance 18 joules ; 1 EJ vaut 277 TWh (chaleur)

¹¹ Ces coefficients varient légèrement (± quelques %) selon les auteurs et organismes (par exemple, les bilans globaux donnés par le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, sont 9 % plus faibles). Mais ceci est secondaire dans la mesure, où nous ferons surtout des analyses de variations, comme le facteur 4.

- Pétrole : 1 tep donne 0,89 tC
- Charbon : 1 tep donne 1,17 tC
- Gaz naturel : 1 tep donne 0,74 tC

Le passage des tC aux tonnes CO₂ s'effectue en multipliant ces chiffres par 44/12 = 3,65.

Le passage aux tC (ou tCO₂) par tep électrique d'origine fossile, se fait en divisant par le rendement thermodynamique de la production d'électricité.¹²

2). L'ambition de cette note est une première évaluation des différents facteurs intervenant dans le « mix énergétique » et les rejets de CO₂.¹³

A) Point de départ pour la France, situation année 2015

Comme indiqué ci-dessus, les versions **Négatep 2007 et 2011**, reposaient sur des données de l'année 2006. La survenue de la crise financière (début été 2007) et la faillite de Lehman Brothers (en septembre 2008), dont les effets sont encore présents, ont totalement bouleversé les données avec les évolutions non prévues du PIB et des consommations énergétiques. Ainsi, alors qu'en 2007, le PIB en volume augmentait de 2,3 % par an, il régressait en 2008 de 0,1 % et surtout de 3,1 % en 2009. Ces baisses ne furent que difficilement compensées par les retours en positif : + 1,7 % en 2010, + 2 % an 2011, mais encore + 0,2 % en 2012 et + 0,6 % en 2013 et en 2014, et enfin + 1,3 % en 2015.

Quant à l'énergie, cette crise se mesure sur l'évolution de la consommation d'énergie finale, qui est passée de 161,7 à 149,2 Mtep en 2015 (- 7,7 %). Ces baisses ne résultent pas d'actions volontaires de maîtrise des consommations d'énergie, mais sont le reflet d'une certaine décroissance avec, en corollaire, le chômage, la baisse de pouvoir d'achat et leurs conséquences sociales.

Dans ces conditions une vision claire de l'avenir suppose de se baser sur un nouveau point de départ avec l'année 2015¹⁴ pour cette version **Négatep 2017**.

A 1) Fournitures, ressources d'énergie primaire¹⁵ pour l'année 2015

	Direct énergie Mtep	Hors énergie Mtep	Electricité TWh
<u>Charbon</u>	6,4	0,1	8,7
<u>Pétrole</u>	64,2	12,3	3,2
<u>Gaz</u>	31,2	0,5	22
<u>Nucléaire</u>			437
<u>Renouvelables (et déchets)</u>	17,4		97,4
Total	119,2	12,9	568

Tableau 1 : Ressources primaires 2015 par source

¹² Ainsi, pour une centrale au charbon de rendement 40 %, les rejets par tep sont de (1,17/0,4) = 2,92 tC, ou 10,65 tCO₂. Comme 1 tep = 11,65 MWh, les rejets par MWhe sont de 0,25 tC ou 0,91 tCO₂.

¹³ Le lecteur attentif ne manquera pas de relever des erreurs d'arrondis dans les différents tableaux. Celles-ci proviennent de la difficulté de rassembler des données totalement cohérentes, mais ne modifient pas sensiblement les ordres de grandeur.

¹⁴ Les données chiffrées de 2015 sont extraites du Bilan énergétique de la France pour 2015, publication du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer.

¹⁵ Englobe les importations (à base combustibles fossiles) et les dites ressources nationales (dont biomasse, électricité nucléaire et renouvelable ...)

L'ensemble énergie atteint 126,6 Mtep (total de 119,2 Mtep en chaleur directe (chauffage, mobilité) plus la part des combustibles fossiles consommés dans la production d'électricité).

Les combustibles fossiles assurent 109,2 Mtep en production primaire. Faire une division par 4 reviendrait à en supprimer près de 90 Mtep, soit en réduisant d'autant les besoins globaux, toutes sources confondues, soit en les remplaçant par des sources décarbonées, en chaleur directe et en production d'électricité.

Nota : Une vue d'ensemble qui associe, la chaleur directe et l'électricité, en essayant de les additionner, pour aboutir à ce qui est appelé : l'énergie primaire à la production, passe par des règles de comptage, qui en France repose officiellement sur la règle du contenu énergétique. Ce comptage associe le MWh produit, à la quantité équivalente de combustibles fossiles de référence (le pétrole), qu'il aurait fallu brûler pour le produire. Ceci donne par convention 1 MWh d'électricité nucléaire est assimilé à 0,26 tep, 1 MWh fossile est assimilable à 0,222 tep (hormis lorsqu'on indique directement les masses de fossiles consommées en équivalent pétrole). Mais pour les renouvelables, comme il n'y a pas de référence chaleur possible, par convention, on se réfère à l'énergie calorifique potentielle en utilisation (énergie finale) d'où 1 MWh d'électricité renouvelable (hors chaleur) est assimilé à 0,086 tep, soit 3 fois moins que le nucléaire. Ceci donne un total d'énergie primaire de 248,2 Mtep, répartis entre 119,2 Mtep chaleur directe (dont 101,86 de fossiles) et 129 Mtep d'électricité (dont 7,3 Mtep de fossiles)

Ces conventions adoptées, pour évaluer l'énergie primaire du nucléaire et des énergies renouvelables non thermiques, sont souvent critiquées, car elles ne mettent pas en évidence l'intérêt d'une source, le nucléaire, qui n'émet pas de gaz carbonique. En adoptant la même convention d'équivalence de l'électricité, pour tous hors fossile, donc hors rejets de gaz carbonique, basée sur le chiffrage à la consommation finale, le total ci-dessus de 248,2 Mtep passerait à 184,4 Mtep.¹⁶

A 2) Consommation, bilan énergie finale par mode d'utilisation 2015 en Mtep

	Charbon	Pétrole	Gaz	Electricité ¹⁷	Ren th et déchets.	Total	
						Mtep	%
Industrie	4,9 ¹⁸	2,1	9,7	10	1,7	28,4	19
Tertiaire	0,1	3,2	5,3	12,4	0,9	21,9	14,6
Résidentiel	0,2	6,7	15,1	13,3	97	45	30
Agriculture		3,3	0,3	0,7	0,2	4,5	3
Transports		45,4	0,1	0,9	3	49,4	33
Total usages en %	5,2 3,5 %	60,8 40,7 %	30,5 20,4 %	37,2 24,9 % (433 TWh)	15,5 10,4 %	149,2 100 %	100
Branche énergie	3,1	4,1	5,5		2,6	15,3	
Usages non énergétiques	0,1	12,3	0,5			13	

¹⁶ A titre d'exemple, le scénario Négawatt, qui se fait fort de sortir du nucléaire comme des fossiles, arrive à faire baisser la production primaire de 76 Mtep, soit 30 %, en remplaçant le nucléaire par des renouvelables, uniquement par le biais du mode de calcul. Un soi-disant gain d'efficacité énergétique, sur le papier, qui en fait n'apporte aucun effet sur les rejets de gaz carbonique.

¹⁷ Combustibles fossiles (charbon, gaz et très peu de pétrole) entrent dans la production d'électricité à côté du nucléaire et des renouvelables (surtout hydraulique). Nous rappelons que les valeurs indiquées concernent l'énergie finale, à ne pas confondre avec l'énergie primaire à la production, vue ci-dessus avec ses ambiguïtés.

¹⁸ Dont 3,8 pour la sidérurgie

Tableau 2 : Energie finale par utilisation en Mtep (corrigée des variations climatiques)

	Mtep	%
Pétrole	60,8	40,7
Electricité	37,2	25
Gaz	30,5	20,4
Renouvelables ¹⁹	15,5	10,3
Charbon	5,2	3,5
Total	149,2	100

Tableau 3 : Consommation par forme d'énergie finale en France 2015

A 3) Point spécifique électricité 2015 en TWh

	Production TWh	Puissance installée
Nucléaire	437 TWh	63 GW
Hydraulique	60,9 TWh ²⁰	25 GW (dont STEP de pompage pur)
Thermique classique	33,9 TWh	21,8 GW (<i>gaz 11,7, fioul 7, charbon 2,9</i>)
Eolien	21,3 TWh	10 GW (fin 2015) + 0,8 en 2015
Photovoltaïque	7,3 TWh	6,5 GW (fin 2015) + 0,6 en 2015
Biomasse	7,6 TWh	2 GW
Total	568 TWh	128 GW (fin 2015)

Tableau 4 : La production brute électrique en 2015

Les 37,2 Mtep d'électricité, indiqués dans le tableau 3, bilan énergétique final 2015, correspondent à 433 TWh (37,6 x 11,63) d'électricité en fin de lignes à la distribution.

La remontée à la production brute de 568 TWh (aux bornes des groupes producteurs) intègre la consommation des auxiliaires de production : 30 TWh, le bilan exportations – importations : 62 TWh, la consommation pompage 8 TWh (en balance d'une production de 6 TWh), et les pertes en ligne environ 35 TWh (environ 7% de l'énergie transportée).

A 4) Point spécifique des énergies renouvelables en 2015

Bois énergie	9,3Mtep
Bio carburants	2,6 Mtep
PAC (pompes à chaleur) ²¹	1,8 Mtep
Déchets (urbains, agricoles, biogaz)	2 Mtep
Autres (solaire thermique, géothermie...)	1,7 Mtep
Total EnR thermiques	17,4 Mtep
Hydraulique	5,2 Mtep (60,9 TWh)

¹⁹ Lire renouvelables hors électricité. L'électricité renouvelable (hydraulique, éolienne et photovoltaïque) se trouve dans la ligne électricité. En intégrant l'électricité renouvelable le total des renouvelables est de 23,2 Mtep, qui représentent ainsi 15,5 %, du total énergie finale

²⁰ Y compris pompage pour 6 TWh produits, en contre partie de 8 TWh consommés

²¹ Energie tirée de la nature (géosolaire, nappes phréatiques, autres eaux, air ...). Ce poste n'entre pas dans le décompte formel des énergies finales, car indirectement issu de l'emploi d'électricité. Il est néanmoins compté ici, car assimilable à la chaleur solaire, à la géothermie profonde.

Eolien	1,8 Mtep (21,3TWh)
PV	0,6 Mtep (7,3 TWh)
Total renouvelables électriques	7,7 Mtep (89,5 TWh)
Total renouvelables	25 Mtep

Tableau 5: Etat 2015 des productions renouvelables

A 5) Rejets de gaz carbonique 2015 (usages énergétiques)

Les énergies fossiles, sources de rejets de gaz carbonique, représentent pratiquement la moitié (46 %) de l'ensemble des sources d'énergie primaire et environ les 2/3 (65 %) de l'énergie finale en usage direct, donnée qui monte à 66 % en intégrant la part d'énergies fossiles consommée par le secteur énergie.

Ces énergies sont à l'origine de rejets de gaz carbonique, comme l'indique le tableau qui récapitule les appels en 2015 à ces combustibles et donne les rejets sur la base des relations suivantes (voir Introduction : remarques préliminaires)

- Charbon : 1 tep donne 1,17 tC
- Pétrole : 1 tep donne 0,89 tC
- Gaz naturel : 1 tep donne 0,74 tC

Le passage des tonnes de Carbone tC aux tonnes de CO₂ s'effectue en multipliant ces chiffres par $44/12 = 3,65$.

	Charbon	Pétrole	Gaz	Total
Mtep	8,3	64,9	36	109,2
Rejets CO ₂	35,4Mt	211 Mt	97,2	344 Mt

Tableau 6 – Consommation « fossiles » tous usages y compris pour la production électrique (dont la partie électrique exportée : 11 %) et rejets de gaz carbonique

Nota :

- Sur les 344 millions de tonnes de CO₂ rejetées, seulement 41 Mt sont associées à la production d'électricité. Ces rejets seraient augmentés de 434 Mt, soit plus que doublés, pour un total de 778 Mt, si le nucléaire était remplacé par un mix 50/50 % charbon/gaz ; c'est un résultat remarquable de la transition énergétique faite dans les années 80/90.

- Les usages non énergétiques des 13 Mtep de fossiles correspondraient à un équivalent de 41 Mt de gaz carbonique rejetés

B) La démarche Négatep:

Aller au delà de la « sortie du charbon » déjà réalisée

Comme le montre le tableau 7, la France se distingue de l'Allemagne, si proche, outre la proximité géographique, tant par le mode de vie, que par le PIB par habitant, mais si différente quant aux places relatives du charbon, du nucléaire et des renouvelables.

Cette situation française particulière (non unique, car on la retrouve par exemple en Suisse ou en Suède, où coexistent nucléaire et hydraulique), est la résultante de la transition énergétique des années 80/90 suite aux crises pétrolières.

Cette transition a conduit à la sortie du charbon et du fuel lourd, remplacés par le nucléaire pour la production d'électricité, permettant à la France de rejeter par habitant²², environ 50 % de moins de gaz carbonique que l'Allemagne²³, pour l'ensemble de sa production énergétique²⁴.

On notera la très proche similitude du paysage énergétique de l'Allemagne, avec celui du reste du Monde, dans chacune des composantes du mix énergétique.

Certes, les émissions de la France par habitant sont un peu supérieures à la moyenne mondiale ; mais celles-ci, à l'image des émissions chinoises, s'en rapprochent.

Malgré cela, au niveau européen, sans nuance, le même effort intitulé facteur 4 est demandé à chaque pays de l'Union. Si un facteur 4 s'imposait à la France, il devrait être de l'ordre de 7.5 pour l'Allemagne, en restant au même niveau de population, mais plus s'il se confirme que la population allemande devrait un peu diminuer, alors qu'il est prévu que celle de la France augmente.

	France	Allemagne	Monde
Total fossiles Mtep	109 <i>Charbon 8,3</i> <i>Pétrole 64,92</i> <i>Gaz 36</i>	244 <i>Charbon 80</i> <i>Pétrole 101</i> <i>Gaz 63</i>	11000 <i>Charbon 2900</i> <i>Pétrole 4200</i> <i>Gaz 3900</i>
Rejets CO ² Mt	344	842	36500
Habitants millions	64,8 (métropole)	82,8	7000 (7 Md)
Rejets par habitant	5,3 tonnes par an	10,1	5,2
Renouvelables	0,4 tep/hab	0,44 tep/hab	0,26 tep/hab
Production nucléaire	6,7 MWh/hab.	1,1 MWh/hab	0,4 MWh/hab

Tableau 7 : Repères clefs des paysages énergétiques France, Allemagne, Monde

Une première étape de sortie des fossiles a donc déjà été réussie en France, et une première voie tracée. C'est cette voie que Négatep propose de continuer de suivre, non par principe, ni par manque de souplesse, obstination, mais parce qu'elle s'avère la plus sûre et la plus économe pour les budgets des ménages, les finances publiques et la compétitivité des entreprises.

C'est ainsi, que Négatep propose de remplacer la majeure partie de la consommation de pétrole et de gaz dans les transports et le bâtiment, par de l'électricité décarbonées, produite de la façon la moins coûteuse possible.

C) Une perspective d'avenir

Dans la semi continuité, une référence, « business as usual » (B.A.U.)

Un regard sur le passé permet d'essayer d'anticiper l'avenir, en dehors de changements fondamentaux, voulus ou non.

La figure 1, en se penchant sur le passé, permet de voir comment les paramètres significatifs, tissant le monde de l'énergie et celui des rejets de gaz carbonique, ont évolué ces dernières années, à partir

²² La population française est de 67,6 millions d'habitants dont 64,8 pour la métropole. La population allemande est de 82,8 millions d'habitants.

²³ L'Allemagne a encore sur 7 centrales, 8 réacteurs en service (6 PWR, et 2 BWR) pour une puissance totale de 11,3 GW (France 63) produisant 92 TWh (France 437 TWh). La sortie totale du nucléaire est prévue pour 2022.

²⁴ Cette différence est accentuée si on regarde la seule production d'électricité, avec pour la France 568 TWh dont 7.3 % de combustibles fossiles, et pour l'Allemagne 628 TWh dont 55 % de combustibles fossiles et en majorité la lignite. Pour la seule production d'électricité, les rejets de l'Allemagne sont d'environ 7,4 fois plus par habitant, que ceux de la France

d'un indice 100 en 1960 et, en anticipant sur l'avenir, de montrer le chemin à suivre selon l'approche Négatep.

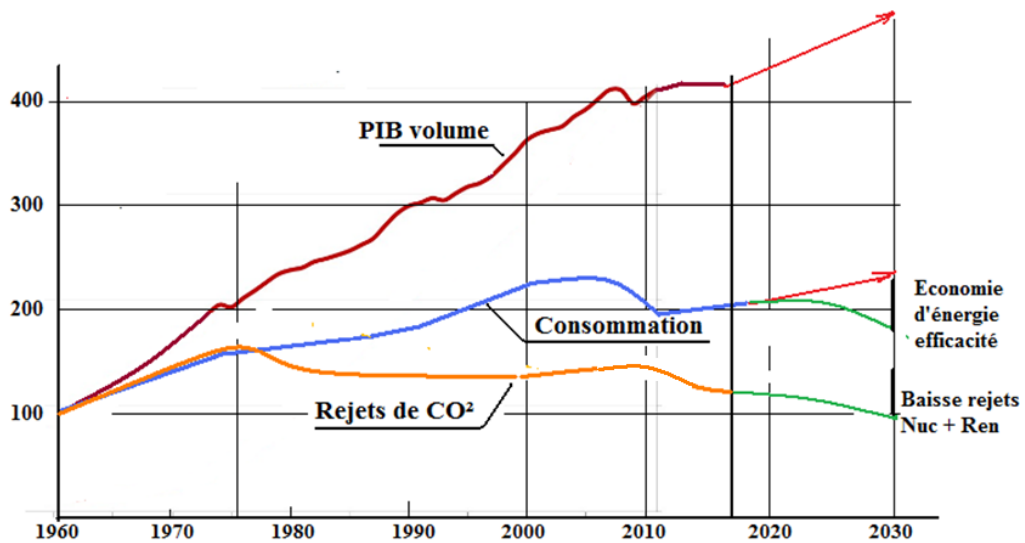


Figure 1 – France, évolutions relatives du PIB, de la consommation d'énergie et des rejets de gaz carbonique, base 100 en 1960

En se plaçant en 1960, soit au milieu des dites « trente glorieuses », nous pouvons voir les effets des crises, déjà pétrolières, puis financières, qui ont affecté aussi le monde de l'énergie.

On notera sur cette figure la corrélation de la consommation énergétique avec l'évolution du PIB, l'un suivant l'autre de façon plus ou moins « élastique », selon l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cette amélioration de l'efficacité (rapport du taux d'augmentation de la consommation d'énergie et du taux d'augmentation du PIB) fut nette après les crises pétrolières, et l'effet coût de l'énergie indicé sur celui du pétrole²⁵. Elle est ainsi passée d'environ 0,75 à 0,63.

Cette figure 1 est très instructive, si l'on regarde l'évolution des rejets de CO₂. Nous constatons que l'augmentation continue jusqu'aux années 70, en suivant la consommation, s'est inversée au début des années 80. Cette inversion est la conséquence de la mise en service des centrales nucléaires entre la fin des années 70 et celle des années 90 (de Fessenheim 1 en 1977, à Civaux 2 en 2000). Ceci est aussi conjugué à l'accroissement de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale, dont le chauffage direct à l'électricité, en général accompagné d'un effort particulier d'isolation thermique, dont on se félicite aujourd'hui²⁶. Cela a permis de réduire d'environ 15 % les rejets de CO₂, alors que la consommation finale augmentait de 25 % entre 1985 et 2009.

Le gain imputable au seul nucléaire serait de 32 %. Un premier pas significatif, un guide, si l'objectif global pour 2050 est de gagner 75 %.

Aller au-delà, d'ici 2050, en poursuivant l'objectif de la division par 4 des rejets de gaz carbonique, dépend des hypothèses à faire sur l'évolution du PIB et celle de la consommation.

²⁵ Le baril valant sous les 20 \$ (réf \$ 2012) jusqu'en 1973 est monté au-delà des 100 \$ lors des crises pétrolières des années 73 et 80, pour revenir sous 40 \$ jusqu'à 2009 et à nouveau remonter pour se stabiliser au voisinage de 100 \$, après la crise financière de 2008/2009, jusqu'à s'écrouler, à nouveau vers 40 \$, sous l'effet du développement des gaz de schistes aux USA et de la décision des pays à bas coûts de production de ne pas diminuer leurs productions.

²⁶ Chemin inverse pris récemment avec la nouvelle réglementation RT 2012, qui par un simple artifice de coefficient de conversion d'énergie, favorise le gaz au détriment de l'électricité, ce qui ne peut qu'augmenter les rejets de gaz carbonique, puisque la plus grande partie de l'électricité utilisée pour le chauffage est produite sans émission de CO₂.

Les versions précédentes de Négatep faisaient référence à un scénario du type « business as usual » (comme celui SR2008 de la DGEMP) avec comme hypothèses un accroissement du PIB de 2,1 %/an et une population de la France métropolitaine atteignant 70 millions en 2050. Cela conduisait à atteindre sans modification profonde de la part des énergies fossiles, donc sans la contrainte du « facteur 4 », une consommation d'énergie finale de 226 Mtep en 2050, avec un passage par 184 Mtep en 2020 – c'est à dire 23 % de plus que la situation réelle en 2015 (149,2 Mtep voir tableau 2).

La crise financière (début été 2007) et la faillite de Lehman Brothers (en septembre 2008), dont les effets sont encore présents, notamment en France, sont passées par là et ont totalement bouleversé les données avec les évolutions non prévues du PIB et des consommations énergétiques. Ainsi, alors qu'en 2007, le PIB volume français augmentait de 2,3 % par an, il régressait en 2008 de 0,1 % et surtout de 3,1 % en 2009. Ces baisses ne sont que difficilement compensées par les retours en positif : + 1,7 % en 2010, + 2 % an 2011, mais encore 0 % en 2012 et des maigres + 0,3 % à + 0,4 % de 2013 à 2016.

Sous l'aspect énergie, cette crise se mesure sur l'évolution de l'énergie primaire qui de 276 Mtep en 2006, au lieu de croître un peu, se retrouve à 260,1 Mtep en 2015 (- 5,7 %). De même la consommation finale passe de 161,7 à 149,2 en 2015 (- 7,7 %). **Ces baisses ne résultent pas d'actions volontaires de maîtrise des dépenses d'énergie, mais sont le reflet d'une certaine décroissance avec en corollaire le chômage, la baisse de pouvoir d'achat et leurs conséquences sociales.**

L'hypothèse plus réaliste d'un accroissement de PIB de 1,5 %/an d'ici 2050 conduit à voir celui-ci augmenter de 70 % depuis 2015. En supposant que l'intensité énergétique, encore en amélioration, soit passée de 0,7 (environ) à 0,5, nous obtenons un accroissement de la consommation d'énergie finale de 30 %, **soit une consommation finale d'environ 200 Mtep en 2050.**

Cela pourrait constituer la référence, si aucune mesure spécifique supplémentaire, au delà de celles déjà mises en œuvre, suite aux différentes crises vécues, n'était prise pour aller vers le facteur 4,

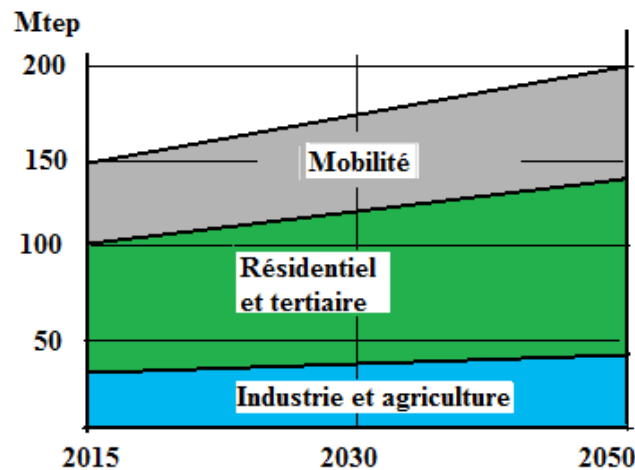


Figure 2 Evolution des énergies finales par grands postes de consommation, selon la référence hors facteur 4 (situation 2015 + 33 %)

La poursuite des tendances de consommation de combustibles fossiles est, de toute évidence, incompatible avec la division par 4 des rejets de CO₂. On mesure le chemin à faire pour arriver au facteur 4, effort qui se traduira dans un premier temps par une stabilisation des rejets, pour ensuite les réduire massivement.

Il est clair, que plus on tarde, plus l'effort demandé sera important. Mais les actions doivent être menées de façon ordonnée, en orientant les dépenses à moindre coût du carbone évité, en prenant en compte le retour sur investissement, les taux d'actualisation et aussi les progrès techniques potentiels.

Globalement, le scénario de référence conduit à une augmentation significative des rejets de CO₂, montrant la nécessité de corriger les trajectoires d'évolution des consommations et des productions énergétiques, d'où l'approche du scénario Négatep, comme indiqué sur la figure ci-dessous.

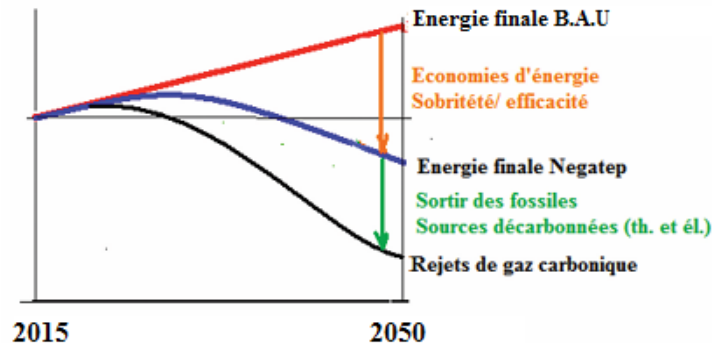


Figure 3 : L'approche globale Négatep

D) Maîtrise de la demande : objectif 2050

D.1 Généralités

Comme déjà dit dans le préambule, il faut signaler que si la réduction de consommation est indispensable pour atteindre le facteur 4, l'objectif principal est la réduction des rejets de gaz carbonique et la diminution de consommation n'est qu'un moyen. Ainsi on peut très bien avoir une forte réduction des rejets de gaz carbonique à même consommation énergétique finale.

Les besoins en énergie finale n'ont jamais cessé d'augmenter (hormis quelques courtes périodes de crises, vite effacées lors de la reprise suivante) du fait de l'accroissement des populations et aussi du « toujours plus » par habitant, comme l'a montré la figure 1, pour la France.

Nous prenons pour hypothèse un accroissement de population (pour la France métropolitaine, nous retenons le passage de 64 millions d'habitants en 2015 à 72 en 2050, soit + 13 %). Pour diviser par quatre les émissions de CO₂, si la substitution d'énergie fossile par des énergies décarbonées ne suffit pas, il sera sans doute nécessaire que la consommation par habitant diminue, au rebours des tendances passées. Cela passe par la sobriété et par l'efficacité énergétique.

- **la sobriété** : sagesse de chacun, qui se contente de moins, en espérant que cela ne lui sera pas imposé directement de façon autoritaire, ou indirectement, par manque de moyens financiers (allant même jusqu'au détriment de la santé). La sobriété pourrait se traduire, par exemple selon le choix des personnes, par la baisse des températures de vie dans les locaux, la limitation des surfaces habitables (et à chauffer) par habitant, sans parler de la marche à pied, ou de l'usage de la bicyclette, et des transports en commun ...

- **l'efficacité** : répondre mieux aux mêmes besoins par l'amélioration des rendements des procédés, notamment en récupérant les pertes... L'efficacité repose surtout sur la technique, la créativité et les savoir-faire industriels. Elle passe par exemple par l'isolation des logements.

Mais, la recherche d'une plus grande efficacité a souvent un coût significatif, ce qui pose la question de la bonne gestion des capitaux disponibles. Si l'on n'oublie pas que le but est de diminuer les émissions de CO₂, on retiendra les actions en tenant compte de leur coût par tonne de CO₂ évitée.

A titre d'exemple, vraie question d'actualité, faut-il persister à investir dans des sources d'électricité comme l'éolien et le photovoltaïque, qui n'ont aucun effet significatif (sinon adverse) sur les rejets de gaz carbonique, plutôt que sur l'isolation des logements, dont ceux qui sont chauffés au gaz et les passer à l'électricité décarbonée, si possible en mettant en œuvre des pompes à chaleur.

Qualitativement la maîtrise des besoins conduit à suivre l'évolution des données, récapitulées dans le tableau 8, de consommation, de production, et de rejets, pour les principaux secteurs d'activités en 2015. Il est important de noter que ces données n'évoluent pas nécessairement en mode homothétique, elles peuvent même évoluer en opposition, la baisse de l'une pouvant coïncider avec la montée d'une autre.

Tout revient à fixer l'objectif numéro 1 et ici il est clair : réduire les rejets de gaz à effet de serre, donc l'appel aux combustibles fossiles principalement.

	Cons. Finale Mtep	Prod. Primaire Mtep	Rejets Mt de CO ₂
Résidentiel et tertiaire	66,9 Mtep (44,8 %)	120 Mtep	105 Mt (31 %)
Industrie et Agriculture	32,9 Mtep (22 %)	67 Mtep	92 Mt (27 %)
Transports	49,4 Mtep (33 %)	59 Mtep	147 Mt (42 %)
Total	149,2 Mtep	246,5 Mtep²⁷	344 Mt²⁸

Tableau 8 Répartition des consommations et des rejets de gaz carbonique en 2015 de la seule filière énergie

Le terme « efficacité » utilisé ci-dessus, apparaît directement au sein de la formule, très médiatisée, des « 3 fois 20 pour 2020 ». Détaillé dans le cadre du paquet climat-énergie de l'UE, adopté en 2008, nous trouvons en effet dans cette formule, l'un des 3 fois 20 : « améliorer de 20 % l'efficacité énergétique » et pour être complet nous trouvons aussi :

- réduire de 20% les émissions de GES par rapport au niveau 1990 (année de base du protocole de Kyoto)
- porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie.

Pour la France, les objectifs 3 x 20 de l'UE, sont déclinés comme suit :

- Réduction de 20 % des émissions de GES
- Réalisation de 20% d'économie d'énergie en 2020
- Intégration de 23% d'Énergie Renouvelable dans la consommation d'énergie finale²⁹

Nota :

Mais, alors que pour l'UE le texte parle d'efficacité, la France parle économies. Ce n'est pas du tout la même chose, l'efficacité se mesurant par rapport au PIB-volume. Si par exemple, sur 15 ans, un pays augmente son PIB de 22,5 % (+ 1,5 %/an), l'objectif d'un gain d'efficacité de 20 % se traduirait

²⁷ Le lien entre consommation finale et production primaire doit prendre en compte le bilan exportation/importation excédentaire en 2015 de 64 TWh, correspondant à 5,5 Mtep en consommation finale, mais 14 Mtep en production primaire. Ceci donne le total de 246,5 Mtep (260,5 voir § A1 - 14) correspondant à la consommation finale de 149,2

²⁸ Selon les chiffres clés de l'énergie, Édition 2015 du Commissariat au développement durable, les rejets indiqués seraient de 335 Mt (avec un point de référence départ en 1990 de 366 Mt.). Outre notre remarque faite, sur la dispersion des coefficients, dans l'introduction, cet écart minime de 3 % doit indirectement refléter, outre une correction effet climatique, une non prise en compte de la totalité de la chaîne énergétique, dite du puits à l'utilisateur et pertes intermédiaires. Ces écarts ne sont pas significatifs et le plus important concerne l'évolution relative d'ici 2050, en adoptant les mêmes règles de calcul.

²⁹ On peut se poser la question : pourquoi ce zèle (23 % au lieu des 20 EU) alors que la France émet beaucoup moins de CO₂ que la moyenne EU, notamment 50 % de moins que l'Allemagne par habitant.

selon le décompte UE par un accroissement de consommation d'énergie de 2,5 %, et, selon le décompte français une baisse de 20 %.

Malheureusement en fixant des objectifs chiffrés sous forme des 3 fois 20, il y a confusion entre objectifs et moyens. Confondre une diminution des consommations énergétiques, une imposition d'une part de renouvelables et une réduction des rejets de gaz à effet de serre, peut conduire à des choix contradictoires, des aberrations économiques et environnementales. Nous retrouvons ces contradictions dans la loi sur la transition énergétique de 2015, comme détaillé dans le préambule.

Il arrive, en effet que, pour émettre moins de gaz à effet de serre, il soit nécessaire de consommer davantage d'énergie primaire (par exemple, un chauffage électrique alimenté par des sources d'électricité ne produisant pas de CO₂, ou un réseau de chaleur alimenté par de la biomasse comparés à un chauffage individuel au gaz). Un autre exemple : le remplacement d'un chauffage gaz naturel ou fuel par un chauffage bois conduit à augmenter la consommation finale, mais réduit les rejets de gaz carbonique.

Le scénario Négatep hiérarchise les trois objectifs du 3 fois 20 : il y a un seul objectif, la diminution des émissions de CO₂ et il y a des moyens parmi lesquels la diminution de la consommation et la production d'énergie sans émissions de CO₂. Il y a un autre objectif : diminuer les émissions de CO₂ au moindre coût.

Puisque le scénario Négatep ne retient pas comme moyen la CSC (Concentration Séquestration de Carbone, voir raisons § F), diminuer les émissions de CO₂, c'est réduire l'appel aux combustibles fossiles.

Après être sorti du charbon et du fuel lourd (voir B), il faut réduire la consommation de gaz (essentiellement pour le chauffage) et de pétrole (essentiellement pour la mobilité et le transport des marchandises).

D 2 : Secteur résidentiel³⁰

Le secteur résidentiel, représentant 30 % du total d'énergie finale, est le second poste de consommation énergétique, juste après les transports (33 %). Mais, avec 21 % des rejets de gaz carbonique, il est loin derrière ces mêmes transports (42 % du total des rejets). C'est le simple effet de la part relative plus importante d'électricité décarbonée (la sortie du charbon est déjà faite) dans les usages fixes de l'habitat (chauffage électrique), comme dans ceux de l'industrie, comparée à la mobilité qui dépend pratiquement à 100 % du pétrole, où la transition reste à faire.

En France métropolitaine, les 34,5 millions de logements se répartissent en 28,4 millions de résidences principales, 3,2 millions de résidences secondaires et 2,8 millions de logements inoccupés. Le nombre de logements occupés augmente d'environ + 1 %/an. Le scénario de référence et le scénario Négatep retiennent cette valeur, un peu supérieure à l'accroissement de population, qui est de 0,4 % par an (+ 8 millions d'ici 2050).

La surface moyenne est de 91 m² par logement. La surface par habitant, qui était de 35 m² en 1996, est actuellement de 42 m²/habitant³¹ ; elle devrait continuer d'augmenter dans le scénario de référence, comme dans Négatep, pour atteindre 45 m²/habitant, car nous n'envisageons pas de mesures restrictives, comme celles qui voudraient imposer la cohabitation³².

³⁰ Nous utiliserons dans ce chapitre préférentiellement les MWh, au lieu des tep, car c'est la référence évidente pour l'électricité et aussi pour le gaz (kWh plus utilisé en facturation et en comparaison, que le m³ compteur de gaz). Chaque fois que nécessaire pour éviter les confusions nous précisons, pour l'électricité, MWhe ou, pour la chaleur, MWht.

³¹ Augmentation de la population, du nombre de familles monoparentales, vieillissement de la population, etc.

³² Certains discours extrêmes considèrent notamment qu'il faudrait imposer aux personnes seules, veuves ou veufs, de « s'ouvrir à la jeunesse et partager... »

Sur les 34,5 millions de logements, 20 millions ont été construits avant 1974, soit avant l'apparition des premières réglementations (effet de la première grande crise pétrolière) visant la consommation énergétique. Ensuite, 9 millions ont été construits de 1975 à 1998³³ et enfin 5 millions depuis 1999.

Le rythme de constructions neuves sur les dernières années est proche des 300 000 par an. En retenant une moyenne de destructions définitives de 50 000 par an, l'augmentation nette de 250 000 par an représente un accroissement du parc de 0,7 %/an dépassant celui de la population de 0,35 %/an. Dans la continuité, il y aurait 43 millions de logements en 2050, total retenu aussi pour Négatep en 2050.

Un chiffre lui aussi proche de 300 000 par an peut être retenu au titre de la rénovation thermique. Il faut noter, que sous ce vocable, sont regroupées les actions simples comme la mise en place d'une isolation thermique posée dans les combles, et des actions aussi complexes que la « totale »³⁴. Les gains thermiques pouvant passer, en ordre de grandeur d'un facteur 2 à un facteur 4, selon l'ampleur des travaux³⁵.

Dans le scénario de référence, en comparaison de la situation actuelle, le nombre de logements consommant beaucoup moins d'énergie, logements neufs et logements ayant bénéficié de travaux, augmenterait chaque année de 550 000. Parmi les logements construits avant 1974, on ne verrait plus de « passoires thermiques »³⁶.

Pour Négatep, il faut aller plus loin, accroître le rythme de constructions neuves (400 000/an), celui des destructions (150 000 par an) et surtout l'ampleur du nombre de rénovations: 400 000 par an; et leur efficacité pour se rapprocher du facteur 4 indiqué ci-dessus, en sachant qu'une urgence s'impose sur environ 5 millions de logements.

Le total de la consommation finale en 2015 pour le secteur résidentiel était de 45 Mtep (522 TWh), Répartition : gaz : 32,1 % (168 TWh) l'électricité : 31,6 % (165 TWh), le fioul : 14,5 % (76 TWh), le bois : 15,5 % (81 TWh), divers : 6,4 % (déchets, GPL, charbon)³⁷.

La consommation énergétique moyenne actuelle de 190 kWh/m².an (moyenne 17 500 kWh/an par logement en résidence principale), serait ramenée, pour Négatep, dans la fourchette entre 100 et 50 d'ici 2050, et plus tôt si possible.

Les besoins de chauffage représentent actuellement environ 62 % des besoins d'énergie du secteur, l'eau chaude sanitaire 12,1 %, la cuisson 6,9 %, et enfin les utilisations spécifiques de l'électricité 18,9 %, ces derniers étant ceux en plus forte progression.

D.2.1 Le chauffage

D. 2.1.1 Situation actuelle

- La consommation chauffage représente 330TWh (28 Mtep)

Le gaz chauffe 50 %³⁸ des logements, l'électricité 23% (en direct hors pompes à chaleur), le fuel 13 % (surtout en maisons individuelles), le chauffage urbain 4 %, le bois 8 %³⁹, les pompes à chaleur 3 %.

³³ Parmi ceux-ci on trouve l'essentiel des logements labellisés « chauffage électrique », qui faisaient plus que les autres (dont ceux au gaz) l'objet d'isolations poussées. Comme le coût de l'installation de chauffage était moindre que celui d'un chauffage central au fioul ou au gaz, il était possible de dépenser davantage pour une meilleure isolation, ce qui permettait de contenir les dépenses d'énergie.

³⁴ La « totale » incluant les isolations toiture, murs (interne ou externe), les ouvrants (châssis et double/triple vitrage), la ventilation (double flux et échangeurs récupérateurs).

³⁵ Exemple : une consommation annuelle qui, avant travaux, est de 200 kWh/m², peut être abaissée à 100, ou 50 kWh/m².

³⁶ Il faut aussi considérer que de nombreux logements anciens ont pu faire l'objet de petits travaux simples d'isolation (comme dans les combles) sans être classés en rénovation.

³⁷ Données tirées de « ADEME Chiffres clés du bâtiment, édition 2013 » qui couvre l'année 2011, transposées à l'année 2012, pour la cohérence avec § A. Des petits écarts de données peuvent être notés (quelques pour cent) non seulement avec d'autres relevés mais aussi au sein du document ADEME (notamment la prise en compte ou non des variations climatiques). Ces quelques pour cent de variations possibles n'affectent pas l'approche, qui se veut ici relative et globale.

- 1,6 million de logements ne disposent d'aucun moyen de chauffage, ou seulement de moyens sommaires (cuisinière chauffante, appareils indépendants comme radiateurs électriques d'appoint mobiles ou cheminées, souvent ouvertes).

- La consommation moyenne pour le chauffage varie :

- pour les logements collectifs récents (année 2000) d'environ 5 000 kWh/an à 8 000 kWh/an pour les plus anciens (1975 et avant)⁴⁰
- pour les maisons individuelles d'environ 11 000 kWh/an pour les récentes (année 2000) à 25 000 kWh/an pour les anciennes (1975 et avant)

D. 2.1.2. Avenir, Sobriété ?

Selon la réglementation (dont le décret 1979, dans l'esprit de la « chasse au gaspi ») la température ne devrait pas dépasser 19 °C dans les logements.

Ceci n'est pratiquement pas respecté et des moyennes de l'ordre de 21 °C, voire 22 °C sont couramment observées. Si on retient que chaque degré en plus représente une surconsommation de l'ordre de 7%, il est facile de décréter qu'en faisant appel à l'esprit civique, à la bonne volonté, à l'éducation et, à un peu de police, on peut réduire de 15 à 20 % nos consommations.

Il est clair que la température réglementaire de 19°C ne coïncide pas avec la plage de confort souhaitée et mise en œuvre par la majorité de la population⁴¹. Cela ne peut que s'accroître avec le vieillissement. Seule une forte augmentation du coût des énergies peut, dans les années à venir, par nécessité financière, conduire à une réduction au-delà de 10 %.

D.2.1.3 : L'isolation thermique des logements et la réhabilitation

Commentaire préliminaire : les failles de la RT 2012⁴², à corriger d'urgence

La réglementation thermique (RT) fixe entre autres, à juste titre, une limite à la consommation énergétique des bâtiments. Lancée en 1974, elle s'est constamment renforcée dans ses versions successives (1988, 2000, 2005 et enfin 2012). Basées au départ sur la consommation finale d'énergie en kWh/m².an (directement sans ambiguïté sur les déperditions thermiques du logement et sa qualité d'isolation, notion bien palpable pour l'utilisateur qui peut voir en plus de sa facture, ses kWh ou équivalent en m³ de gaz), les RT furent à partir de 2000 basées sur l'énergie primaire (notion inaccessible pour le consommateur), soit non plus sur la qualité intrinsèque du logement, mais aussi sur le mode de chauffage utilisé. Ceci a affecté d'un facteur de multiplication de l'ordre de 2,6 l'électricité. Condamnant indirectement l'électricité, alors que ce mode de chauffage, en France du

³⁸ Le pourcentage gaz a significativement augmenté avec la RT 2012, au dépend du chauffage électrique direct, pour le neuf en application de la RT, ce qui ne va pas dans le sens de la réduction des rejets de gaz carbonique. Décision politique à contre courant. Mais ceci se retrouve indirectement pour les rénovations, même lorsque la RT ne s'applique pas directement.

³⁹ Compte tenu des très mauvais rendements de la majorité des foyers actuels, ce chiffre de 8 % n'est pas représentatif de la consommation relative.

⁴⁰ Cet écart de consommation chauffage entre récent et ancien d'environ - 40 %, tient aussi à l'accroissement de surface moyen (+ 30%). Globalement ramenées au m² les pertes sont sensiblement divisées par 2, comme gain lié à l'application des différentes réglementations thermiques (RT).

⁴¹ Lorsqu'en collectif, la température est imposée au départ chaufferie et peu de marge de manœuvre individuelle, le recours aux convecteurs électriques d'appoint est généralisé, comme ceci se voit chaque année par le nombre d'achats de ces appareils. Ceci accentue le pic du soir de consommation d'électricité, mais aussi des appels de puissance extrêmes par grand froids quand le chauffage électrique d'appoint vient s'ajouter à un chauffage de base non électrique insuffisant.

⁴² Règlement thermique 2012 applicable à la construction neuve.

fait de l'hydraulique et du nucléaire, est source de très peu de rejets de gaz carbonique, les nouvelles RT jusqu'à 2005, ont bien adapté ce passage à l'énergie primaire en prenant en compte indirectement l'effet rejets de gaz carbonique, en instituant deux limites en énergie primaire différentes selon le chauffage, sans ou avec électricité. Mais ce dernier point fut totalement effacé dans la RT 2012⁴³, ignorant ce que le Grenelle de l'Environnement avait fixé comme priorité : limiter les rejets de gaz carbonique. La nouvelle RT 2012, n'intègre pas, comme le recommande par exemple l'OPECST⁴⁴, une limite en émission de CO₂. La RT 2012 favorise sans ambiguïté le chauffage gaz, et conduit donc à un accroissement des rejets de gaz carbonique.

La RT 2012 devrait-elle être déclarée hors la loi ?

Indépendamment de l'aspect coût qui est du ressort en définitif du consommateur, l'Etat par la loi ne devrait imposer qu'un critère : les rejets annuels de gaz carbonique en kg par m².

Comme, la plus grande partie de l'électricité serait produite sans émissions de CO₂, Négatep retient pour tous les besoins (chauffage et autres) la référence de 50 kWh/m².an pour le neuf, et 100 pour l'ancien, en *énergie finale* (et non primaire) comme dans les premières RT.

a) Chauffage, habitat neuf

La réglementation thermique RT 2012 prévoit, pour les logements neufs, une moyenne de 50 kWh/m².an d'énergie primaire⁴⁵. Elle ne fait plus de différences pour ceux chauffés à l'électricité (en direct ou avec pompe à chaleur), comme il en était dans les normes précédentes, qui elles prenaient en compte les faibles rejets de gaz carbonique de la voie électrique.

Il faut rappeler que ceci, via un coefficient « Cepmax », ne concerne pas seulement le chauffage, mais aussi l'éclairage, la production d'eau chaude sanitaire et les auxiliaires (pompes et ventilateurs).

Si ceci impose les pompes à chaleur pour le chauffage électrique, avec ses conséquences sur l'investissement sans gain sur les rejets de gaz carbonique, il devient aussi quasiment inaccessible pour les logements chauffés au gaz ⁴⁶en prenant en compte des limitations de rejets de gaz carboniques. Le seul fait d'introduire une moyenne taxe carbone exclurait aussi quasiment le chauffage gaz.

Face à cette situation, Négatep retient une consommation d'énergie finale (et non d'énergie primaire) de 50 kWh/m².an, soit la situation des derniers logements existants très bien isolés, chauffés à l'électricité.

Pour les 14 millions de logements neufs d'ici 2050, chiffre retenu dans Négatep, comme dans la tendance, cela donne 65 TWh.

b) Logements anciens, rénovations

Une approche analytique est certes difficile, tant il y a de situations différentes, les normes de construction ayant profondément évolué, notamment en 1988 et 2005. Le rapport de J. Orselli⁴⁷, distingue l'habitat ancien (antérieur à 1975), celui construit entre 1975 et 1995, et celui construit depuis. Il tient compte des logements anciens détruits (quelques %) et distingue deux groupes

⁴³ Il est clair que, derrière cette nouvelle réglementation, introduite subrepticement et sans évaluation, c'est l'électricité nucléaire qui était visée.

⁴⁴ OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

⁴⁵ Cas des zones climatiques H2 (ouest et sud ouest). Cette valeur est portée à 60 pour la zone H1 (Nord, Est, Centre et Centre est) et descend à 40 pour la zone H3 (bordure méditerranée). Les valeurs étaient d'environ le double pour la RT 2005 pour l'utilisation de combustibles fossiles et donnaient des valeurs plus élevées pour le chauffage électrique pour prendre en compte la faiblesse des rejets de gaz carbonique (190 cas de la zone H2)

⁴⁶ Surtout si la proposition de l'OPECST de limiter les rejets de CO₂ à 50 g/m² est retenue, car il faudrait par exemple avec un chauffage gaz que les pertes thermiques soient de l'ordre de 0,23 kWh/m².an

⁴⁷ J. Orselli – Rapport n° 004834-01 au Conseil Général des Ponts et Chaussées « Les économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments » (février 2008)

- Environ 1/3 des logements (près de 6,7 millions) chauffés à l'électricité, généralement bien isolés (7 MWh/an d'énergie finale par logement, soit au total 45 TWh/an)
- Les deux autres tiers chauffés avec d'autres énergies (environ 20 MWh/an d'énergie finale par logement, soit au total 335 TWh/an). Ces 335 TWh se répartissent en 95 TWh (8,2 Mtep) d'énergies renouvelables (essentiellement le chauffage bois souvent médiocrement efficace⁴⁸) et 240 TWh/an de combustibles fossiles.

Pour ramener ces 240 TWh (20,5 Mtep) d'énergies fossiles, à environ 35 TWh (soit 3 Mtep), J. Orselli examine deux scénarios et en suggère un troisième :

- un qui engagerait en une seule fois des travaux lourds permettant d'atteindre une isolation très poussée (parois opaques, ventilation double flux, vitres très isolantes ...), s'inspirant des technologies développées pour les nouveaux logements
 - un dit « de rénovation diffuse », qui consisterait à profiter au fur et à mesure des travaux normaux d'entretien, en utilisant systématiquement de bons matériaux et matériels et de bonnes techniques (fenêtres et huisseries, chaudières modernes, ...)
 - le troisième faisant largement appel, en complément à la rénovation diffuse, aux énergies renouvelables et au chauffage électrique (mais l'étude ne précise pas dans quelles conditions).
- Le premier scénario risque d'entraîner des coûts très élevés, supérieurs à 30 000 €⁴⁹ par logement,⁵⁰ et cela pour une diminution des 3/4 de la consommation de combustibles fossiles, ramenée à 5 MWh/an par logement (60 TWh en tout). Pour ramener la consommation totale de combustibles fossiles à 35 TWh, il faudrait donc compléter avec des énergies renouvelables ou de l'électricité ; nous admettons 2/3 ENR et 1/3 électricité.
- Le second scénario permettrait de réduire d'environ 50 %⁵¹ les besoins de chauffage « fossile » pour les logements existants, ramenés en moyenne à 10 MWh/an (environ 120 TWh au total) ; le surcoût par rapport aux travaux d'entretien normaux serait faible (de l'ordre de 10 000 €) et largement compensé par la réduction de la facture de combustibles (et de CO₂, si une vraie taxe carbone est instaurée). En revanche, il nécessite une forte augmentation de la production des énergies non carbonées.

La comparaison des coûts de ces deux scénarios illustre parfaitement la loi de rendement décroissant : il faut compter moins de 10 000 € d'investissement pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par logement, (en énergie utile) mais 30 000 € pour la réduire de 20 à 5 MWh/an ; l'investissement pour économiser un MWh est près de 3 fois plus élevé dans ce dernier cas, et l'investissement marginal, pour passer de 10 à 5 MWh/an près de 6 fois plus élevé⁵².

- La troisième voie est très ouverte. Une possibilité consisterait à compléter les rénovations diffuses en ajoutant un chauffage électrique direct, mais effaçable aux heures de pointe pendant lesquelles la chaudière existante prendrait le relais (une sorte de « chauffage hybride »). Cela permettrait de réduire très fortement (proche de 90 %) la consommation de combustibles fossiles, tout en maintenant les chaudières existantes⁵³.

⁴⁸ D'où un très grand écart entre énergie finale et énergie utile

⁴⁹ Le rapport Orselli se basait sur 20 000 €, des données plus récentes donnent plutôt 30 000 €, pour des surfaces moyennes de 70 m²

⁵⁰ Il faut y ajouter le coût correspondant à une perte éventuelle de surface habitable si l'isolation des parois opaques se fait par l'intérieur et en retrancher les coûts de rénovation diffuse. Admettons que ces termes se compensent.

⁵¹ Un peu plus pour les logements antérieurs à 1975, un peu moins pour les logements postérieurs à 1995.

⁵² Avec un taux d'actualisation de 4 % sur 20 ans, le coût par MWh économisé pour réduire la consommation de 10 à 5 MWh/an dépasse 200 € (soit près de 2 500 €/tep).

⁵³ Cette solution chauffage hybride, avec « effacement » de l'électricité en pointe d'hiver, permet en outre de prolonger de nombreuses années la vie de la chaudière existante, d'où en avantage complémentaire un gain financier à moyen terme. Mais, s'il faut un moment donné se passer de l'existant et voir à le remplacer, le système de chauffage doit être

Mais il serait également possible de combiner la rénovation diffuse avec une utilisation d'ENR combinée à des pompes à chaleur, solution probablement un peu plus onéreuse, mais qui aurait le mérite d'une plus grande souplesse pour s'adapter aux multiples situations rencontrées,

Ceci est la voie retenue par Négatep qui propose de ramener, pour une rénovation moyenne, la consommation d'énergie finale de 200 à 100 kWh/m², pour un coût de 15 000 €/logement⁵⁴ (voir § G le coût total).

Sur la base de 400 000 rénovations par an et un total de 20 millions de logements rénovés d'ici 2050, la consommation d'énergie de chauffage de ces logements rénovés est de 182 TWh (au lieu de 380 TWh aujourd'hui).

Nota : L'approche Négatep prend en compte l'effet rebond⁵⁵.

Comme indiqué, il n'est pas prévu d'action spécifique, hormis l'entretien courant, sur les logements déjà bien isolés, dont essentiellement ceux chauffés électriquement, répondant aux réglementations antérieures à RT 2012 (nouvelles constructions), soit 45 TWh,

Ceci donne un total chauffage de l'habitat de 290 TWh, desquels on peut retirer une énergie issue des sources « fatales » que sont la cuisson et, pour partie, les usages spécifiques (produits gris, éclairage...). Nous retenons un total des apports pour chauffage de 270 TWh (23,2 Mtep), en précisant que si une grande partie repose sur les pompes à chaleur (voir § D.2.1.4), la part d'électricité serait de 100 TWh

D. 2.1.4 : Les sources d'énergie chauffage secteur résidentiel

La transition pour réduire au maximum le gaz et le fuel, conduit à favoriser

- les pompes à chaleur (idéales pour le neuf, mais aussi valables pour les rénovations, même sous forme aérothermique)
- le chauffage électrique direct, comme celui déjà existant dans les constructions récentes
- le chauffage électrique sous forme « hybride effaçable », en ajout à une installation gaz ou fuel existante, dont les combustibles fossiles, pouvant être « stockés », n'étant utilisés que lors des périodes limitées de pointes de consommation
- la biomasse, mais en supposant le remplacement de la quasi-totalité des foyers actuels par des poêles, dit de masse, ou des chaudières (granulés ou pellets), les uns et les autres à haut rendement. La biomasse utilisée pour produire de la chaleur reste essentiellement destinée à grande échelle pour servir de combustible de base aux réseaux de chaleur. L'utilisation de filtres à particules est à préconiser si les chauffages individuels au bois se développent, compte tenu, que les chaufferies collectives en sont désormais équipées, pour leurs nouvelles chaudières biomasse.

Il faut noter le peu d'apport attendu du chauffage solaire, en opposition aux fortes attentes pour l'ECS (eau chaude sanitaire, voir D.2.2), car contrairement à l'ECS qui sert toute l'année, le

revu dans sa totalité en investissement, sauf à installer une nouvelle chaudière mixte comme on en voit depuis peu dans le commerce.

⁵⁴ 5000 d'entretien courant + 10000 de surcoût d'isolation

⁵⁵ L'effet rebond, reconnu dans tous les domaines, couvre les conséquences de toute amélioration de l'efficacité des systèmes de production. Toute réduction des coûts par unité dégage des économies permettant de consommer plus de produits ou services, jusqu'à atteindre à nouveau les limites financières. Ceci est clairement mis en évidence par l'enquête Crédoc qui appliquée au logement écrit : « la facilité plus grande à maintenir à un niveau élevé la température des pièces du logement, du fait d'une isolation et d'une ventilation plus performantes, pousse les usagers à accroître leur niveau de confort. ». Par commodité, Négatep inclut dans l'effet rebond la probabilité que 100 % des logements anciens ne soient ni détruits, ni rénovés et que 100 % des logements neufs ne respectent pas dans la durée les normes imposées à l'état neuf (remarque fort pertinente faite par l'OPECST dans son rapport sur la RT 2012).

chauffage solaire du logement, n'apporte que peu de chaleur lors des périodes de besoins et beaucoup quand les besoins sont nuls, d'où un retour sur investissement très défavorable.

D.2.2 : Eau chaude sanitaire (ECS)

En 2015, l'eau chaude sanitaire appelait environ 59 TWh (moyenne de 2050 kWh par logement) répartis entre l'électricité 27 TWh (46 %), le gaz 23 TWh (39 %), le fuel 5 TWh (9 %).

L'évolution tendancielle prévoit une augmentation de la demande par personne (+ 1% par an) à laquelle il faudrait ajouter l'augmentation de la population, qui est de + 13 % d'ici 2050.

Dans la continuité de la sensibilisation, via les campagnes déjà lancées pour favoriser les douches à la place des bains, mieux contrôler les débits, nous supposons que seul l'accroissement de population est à prendre en compte, pour arriver au total de 66 TWh en 2050. La sobriété énergétique, ne peut se faire au détriment de l'hygiène et de la santé.

La transition pour remplacer le gaz et le fuel, se fera par l'apport du solaire thermique (chauffe-eau solaire), des pompes à chaleur, mais aussi par le simple cumulus électrique actuel qui, en se chargeant lors des heures creuses, s'insère dans une vision globale de la « gestion intelligente » flexible d'électricité.⁵⁶

D.2.3 Cuisson

La cuisson, dans l'habitat existant, nécessite environ 34 TWh (15 TWh d'électricité et 19 de gaz), soit à peu près 1 200 kWh par logement. On peut admettre qu'en suivant l'évolution de la population, cela conduit à 38 TWh en 2050, essentiellement électriques.

D.2.4 : Electricité spécifique

Les besoins spécifiques d'électricité représentaient, en 2015, 93 TWh, soit une moyenne de 3 300 kWh par logement (décompte des seules résidences principales)⁵⁷

Ce chiffre est le résultat d'une augmentation globale de + 150 % en 20 ans (+ 7.5 %/an), liée à l'équipement de base des ménages en « produits blancs » (appareils électroménagers : congélateurs, sèche linge, lave-vaisselle, micro ondes, ...), qui s'est accéléré au rythme de + 10 % par an ces dernières années. A cela, s'ajoutent les « produits bruns » (audiovisuel : TV, lecteurs DVD, consoles, chaîne hi-fi, décodeurs, etc.) et les « produits gris » (ordinateurs, imprimantes, box Wi-Fi). Globalement l'amélioration des performances individuelles, vers le A+, ne vient pas compenser l'accroissement du nombre d'équipements, ni celui du taux d'utilisation.

Pour 2050, nous retenons que, grâce aux progrès techniques (efficacité), les augmentations liées au nombre d'habitants et à la multiplication des usages, la même énergie de 93 TWh sera consommée.

Nota :

Chaque fois que l'on cherchera à économiser l'électricité dans ses usages spécifiques, il faut s'assurer que l'on n'augmente pas, en contrepartie, les besoins d'énergie pour le chauffage, car en

⁵⁶ L'équivalent « smart grid » existe depuis longtemps, et il ne faudrait pas l'ignorer, avec le fonctionnement en heures de nuit, favorisé par les tarifs et déjà sous commande à distance automatique. Ceci pourrait être fortement amélioré avec élargissement des horaires favorisant un étalement, dans la nuit, afin de ne pas accentuer la nouvelle petite pointe de consommation actuelle vers 22h30. Ceci ne change en rien l'énergie finale consommée, contrairement à des argumentaires courants, mais favorise l'étalement de la puissance consommée, donc l'investissement en puissance installée.

⁵⁷ Répartition : le froid : 23 %, l'audiovisuel 20 %, l'informatique 15 %, le lavage 15 %, l'éclairage 12 %, divers 14 % (de tout appareil individuel..., jusqu'à l'ascenseur)

*première analyse, on peut considérer qu'une part significative des usages spécifiques aboutissent à de la fourniture de chaleur. Cela est vrai pour l'ensemble des appareils lors de la saison de chauffage, et en particulier l'éclairage*⁵⁸

Récapitulatif : demande du secteur résidentiel 467 TWh (40,2 Mtep)

Cette consommation finale en 2050 de 467 TWh est à comparer, aux 695 TWh (522 x 1,33) selon le scénario de référence (soit des économies globales de 48 % et 66 % par habitant)

Remarques :

- Les choix de Négatep en matière d'efficacité énergétique (environ 100 kWh/m² d'énergie finale pour la rénovation, 50 kWh/m² pour le neuf) ne conduisent pas nécessairement aux solutions les moins coûteuses, tout au moins avec les prix actuels des différentes énergies. Différentes études, notamment d'Henri Prévot⁵⁹, montrent qu'un appel encore plus marqué à l'électricité reviendrait moins cher. Négatep a choisi une approche équilibrée entre efficacité énergétique, électricité et ENR thermiques, jugée plus robuste dans la durée.
- De même l'UFE (Union française de l'électricité) a examiné le taux de rentabilité des divers moyens d'efficacité énergétique, qui varie considérablement, et recommande de fixer des priorités en partant du principe qu'un investissement ayant une meilleure rentabilité portera en lui la possibilité de financer ultérieurement un investissement moins rentable mais utile⁶⁰.

D 3 Secteur tertiaire

Bureaux, commerces, enseignement, administration, santé, actions sociales, sports... pour une surface totale d'environ 1 000 millions de m² (soit environ 1/3 de la surface du résidentiel).

Les équipements se répartissent entre : gaz 50 %, électricité 23 %, fioul 20%, biomasse 2 %, réseaux 4%

La consommation finale en 2015 est de 254 TWh (21,9 Mtep)

L'ensemble chauffage et eau chaude sanitaire, techniquement comparable à celui du résidentiel vu ci-dessus, couvre un peu plus de la moitié des besoins, le reste étant similaire aux usages spécifiques de l'électricité du résidentiel.

Cette électricité représente ainsi 45 % de la consommation finale, le gaz 33 % (majoritaire pour le chauffage avec 46 % des surfaces).

En 2050, le scénario de référence prévoit environ 29 Mtep (338 TWh). Le rapport Orselli⁶¹ note la grande diversité des situations dans le secteur tertiaire, mais cite plusieurs voies de maîtrise de l'énergie dans ce secteur, notamment :

- l'utilisation des meilleures technologies disponibles, à l'occasion de rénovations et de constructions neuves, comme pour le résidentiel (bases : 50 et 100 kWh/m².an).
- la gestion de l'intermittence dans l'occupation de nombreux locaux (bureaux, écoles et ensembles sportifs, commerces...)

La climatisation devrait augmenter dans ce secteur plus que dans celui du résidentiel, sans que l'on puisse véritablement la chiffrer.

⁵⁸ C'est le cas, notamment, des ampoules basse consommation qui ne permettent pas toujours de réduire la consommation totale d'énergie et qui peuvent même, dans certains cas, augmenter les rejets de CO₂ (cf. P. Bacher – « L'interdiction des lampes traditionnelles: une fausse bonne idée » - TechnAgora (23 juillet 2009)

⁵⁹ www.hprevot.fr - « Effet de serre, indépendance énergétique – facteur 3 en 30 ans »

⁶⁰ http://www.ufe-electricite.fr/IMG/pdf/ufe_etude_1_.pdf

⁶¹ Voir nota bas de page § D.2.1.3 b

Compte tenu de ces éléments qualitatifs, nous retiendrons, que comme ceux du résidentiel, et contrairement au scénario de référence et une hausse de 33 %, les besoins du secteur tertiaire pourraient baisser au total de 10 %, soit de 20 % par habitant par rapport à la situation actuelle.

L'objectif de réduction des combustibles fossiles de Négatep se traduit ici par la suppression totale du fuel, la suppression quasi-totale du gaz, tous deux remplacés pour moitié par des énergies renouvelables thermiques et pour moitié par l'électricité, en direct ou en utilisant des pompes à chaleur. Il faut noter l'accent à mettre sur les liaisons avec les réseaux de chaleur pour les grands ensembles tertiaires.

Récapitulatif ; demande du secteur tertiaire 254 TWh (21,9 Mtep)

D 4 – Secteurs industrie et agricole

Les secteurs industrie et agroalimentaire ont consommé, en 2015, 32,9 Mtep (382 TWh), se décomposant en 28,4 Mtep (330 TWh) pour l'industrie (dont 4,7 pour la sidérurgie) et 4,5 pour l'agricole.

L'industrie seule, qui représentait 38 Mtep en 2002 et 37 en 2006, a été le secteur le plus affecté par la crise revenant à 28,4 Mtep en 2015, comme indiqué. Cette baisse n'est pas liée à une amélioration de l'efficacité énergétique, comme celle vécue lors des années 80, mais est une conséquence directe de la crise financière et économique et d'une poursuite de la désindustrialisation déjà amorcée avant la crise.

L'industrie avait fait un gros effort, après les chocs pétroliers des années 70, pour améliorer son efficacité énergétique comme le montre la figure 4⁶². On notera en particulier le développement des moteurs à vitesse variable⁶³, celui des échangeurs récupérateurs⁶⁴...

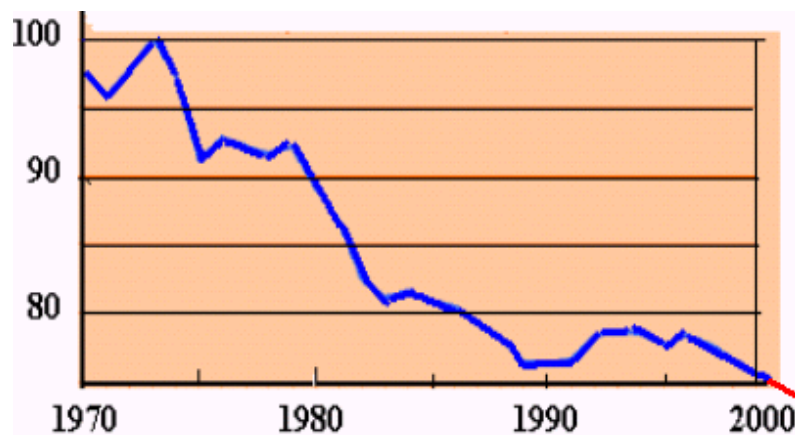


Figure 4 : Evolution de l'intensité énergétique dans l'industrie

Alors que la tendance aboutirait pour l'industrie à 38 Mtep en 2050, peut-on encore espérer des gains d'efficacité ?

⁶² Avant les chocs pétroliers entre 1973 et 1979, la consommation d'énergie par l'industrie augmentait pratiquement de 1 % pour 1 % d'augmentation de la valeur des produits. L'accroissement du prix de l'énergie de 73 à 80 a conduit à valoriser les économies d'énergies. Mais dès 1990, l'effort s'est estompé avec le retour d'un pétrole bon marché.

⁶³ Supprimant toutes les pertes de modulations de débits fluides (simple laminage source de chaleur perdue)

⁶⁴ En particulier avec l'extension des échangeurs à plaques, simples, compacts et de coûts limités

La réponse est limitée, car ce qui était le plus accessible, financièrement et techniquement, semble avoir été fait entre 1975 et 1990 avec un gain de 25 % sur 15 ans. Nous admettrons arbitrairement une amélioration de l'efficacité énergétique de 10 % d'ici 2050.

Mais, en comptant sur une ré-industrialisation⁶⁵, facilitée par une électricité qui, grâce au nucléaire, s'avèrerait encore plus compétitive, d'autant plus si le prix du pétrole retrouve un niveau élevé, la consommation totale Négatep industrie en 2050, se maintiendrait à celle du niveau 2015, soit 28,4 Mtep.

Les gros consommateurs industriels d'énergie feront probablement de plus en plus appel à l'électricité, y compris pour l'élaboration des matières premières. Cette tendance sera accentuée à mesure que le prix de l'énergie fossile augmentera. Les énergies renouvelables devraient également voir leur part augmenter (notamment dans l'agriculture, où le biodiesel pourrait remplacer en partie le gasoil) et pourraient atteindre 10 %.

Pour l'agriculture, une progression limitée de l'efficacité devrait conduire à retenir 4 Mtep pour Négatep en 2050

Ceci donne un total pour l'ensemble industrie/agriculture de 32,4 Mtep en 2050.

Nota : À ces besoins, devraient être ajoutés ceux qui pourraient provenir de l'industrie des biocarburants, abordée en D5 (consommation interne de l'industrie pour la fabrication de biocarburants)

D 5 Les transports

Les transports reposent aujourd'hui presque exclusivement sur le pétrole. S'ils représentent 33 % des demandes en énergie finale, ils sont responsables de 42 % des rejets de gaz carbonique.

Il n'existe pas à court terme de sources d'énergies disponibles pour une substitution massive. Certes, des progrès technologiques importants ont permis d'améliorer fortement l'efficacité des moteurs thermiques automobiles. Une voiture neuve de 2003 émet 20 g/km de moins de CO₂ que la neuve de 1995 (gain 12%)⁶⁶. Mais cette amélioration a été, jusqu'au choc économique de 2008, plus que compensée par l'imposition de normes plus sévères de sécurité et anti-pollution hors CO₂, par l'orientation du public vers des véhicules plus puissants et par l'augmentation du trafic automobile.

Le choc pétrolier de 2008 a provoqué un choc psychologique encore plus sensible aux Etats-Unis qu'en Europe. Ce sera la crise financière et économique qui en France aura des répercussions, avec une forte baisse du transport de marchandises, mais un simple ralentissement de la progression, voire une quasi stabilisation, du transport de passagers. Les mesures gouvernementales en faveur des voitures à bas rejets de CO₂ (bonus-malus) ont fortement contribué à inverser la tendance.

D.5.1 Situation initiale et tendance

En 2015, le transport des biens et des personnes peut se mesurer par :

- 323 Gt.km (Milliards de tonnes de produits transportés par kilomètres parcourus)
Route 281 ; Fer 25, Fluvial 8
A noter une forte baisse suite à la crise (soit – 11 % avec 363 en 2005)
- 928 Gpkm (Milliards de passagers-kilomètres parcourus)

⁶⁵ Revenant en la corrigeant sur la baisse impressionnante de la part de l'industrie dans le PIB qui est passée de 16,5 à 12,3 % du PIB entre 2000 et 2014. On peut aussi noter qu'une reprise de l'activité productrice en France, souhaitable pour l'emploi, pourrait conduire à des chiffres plus élevés

⁶⁶ Les progrès réalisés vis à vis de l'environnement sont beaucoup plus importants pour les autres polluants (NO_x, HC, particules..) avec, pour certains, des gains d'un facteur 10. Mais souvent les gains sur ces autres polluants se font au détriment de l'objectif de réduction des rejets de CO₂

Véhicules particuliers : 738 ; autobus et cars : 71 ; fer : 104 ; aérien 14 (vols intérieurs). Le rythme de croissance est faible, mais, sur 10 ans il reste assez continu (total 876 en 2005, soit + 6 %). Il est peu affecté par la crise financière et économique, les augmentations du prix du pétrole étant déjà bien intégrées dans le comportement depuis les premiers chocs pétroliers.

La consommation finale énergétique totalise 49,2 Mtep.

La voiture individuelle fait appel à 25 Mtep (en moyenne un peu moins de 2 passagers par véhicule, tous parcours confondus⁶⁷), les marchandises à 17 Mtep (route 15 par camions et utilitaires légers, fer 1,4, fluvial 0,4), l'aérien à 7 Mtep ($\frac{3}{4}$ à l'international y compris outre mer et $\frac{1}{4}$ pour les vols intérieurs).

Le scénario de référence conduirait à 65 Mtep en 2050

D.5.2 : Avenir, sobriété, efficacité

Par rapport à la situation actuelle on peut espérer:

- la poursuite et la généralisation des progrès technologiques, dans la continuité de réduction des consommations de carburants au km parcouru, ou à la tonne transportée⁶⁸; la consommation aux 100 km pourrait diminuer de 30 à 40 % d'ici 2050, accentuée plus sur les voitures individuelles que sur les transports routiers.
- les transferts de la voiture individuelle vers les transports en commun, la modification des comportements (covoiturage, déplacements en ville...) pourraient en km parcourus compenser l'augmentation de la population
- pour le fret, les transferts des transports routiers vers les ferroviaire et le fluvial sont limités. Seule une petite fraction (environ 30 %) couvrant les distances moyennes (au-delà de 500 km) pourrait faire l'objet d'un transfert modal vers le train ou le fluvial. Mais outre les difficultés d'extension du réseau ferré, priorité étant mise sur les passagers, nous sommes très réservés sur un fort accroissement de la part modale pour les marchandises, les ruptures de charge inhérentes au ferroviaire le rendant peu compétitif.
- Les demandes en transports aériens pourraient diminuer de près de 50 %, en vols intérieurs, mais devraient peu varier, en espérant qu'ils n'augmenteraient pas, en vols internationaux et équivalents France outre mer (liés à l'accroissement de population et à la part loisirs)

En revanche, par rapport à ces gains théoriques qui conduiraient à un besoin de 32 Mtep, il faut tenir compte des retards, de l'inertie du système et de l'effet rebond. Négatep retient avec un taux réel de « réussite » de 70 %, une demande de 35 Mtep, sur la base du même appel majoritaire aux combustibles fossiles, soit 29 % de moins qu'actuellement, mais 37 % de moins par habitant. L'effort demandé à la maîtrise de l'énergie par rapport à 2015, on le voit, est considérable (en gros -1%/an). Il l'est encore plus par rapport au scénario de référence (presque un facteur 2).

D.5.3 Remplacer le pétrole : biocarburants et électrification

Il est possible, comme vu ci-dessus, de limiter les besoins, mais il faut bouleverser la répartition actuelle des sources, en réduisant fortement la part du pétrole, si l'on veut agir fortement sur les rejets de gaz carbonique⁶⁹.

Il faut une révolution et sortir en grande partie du quasi tout pétrole, en passant par les biocarburants et l'électricité, sous réserve que cette dernière soit décarbonée. Mais, il est clair que

⁶⁷ Très grandes différences entre les moyennes en villes jours ouvrés (1,3 passager par véhicule), les loisirs familiaux (environ 2,5)...

⁶⁸ Notamment l'injection directe et haute pression, la distribution variable, l'accroissement de la puissance spécifique (Downsizing), l'hybridation actuelle et l'extension à l'hybride rechargeable.

⁶⁹ L'augmentation des transports en commun, basée sur une électricité décarbonée, y participe déjà et devrait s'amplifier

cette révolution se fera dans un contexte de concurrence et de complémentarité avec les progrès d'efficacité des véhicules thermiques.

On pourrait remplacer le pétrole par des combustibles synthétiques produits à partir du charbon (CTL) ou du gaz (GTL). Hormis la mise en place généralisée de la séquestration⁷⁰ de CO₂, ces voies ne modifient pas fondamentalement la situation vis à vis de l'effet de serre et de l'obtention du facteur 4 (elle devrait même l'empirer avec le CTL).

D.5.3.1 Les biocarburants

Une directive européenne de 2003 avait fixé un objectif de 5,75 % (PCI) de biocarburants en 2010, soit, pour la France : 2,8 Mtep. Ce chiffre est quasiment atteint avec 2,6 Mtep en 2015, sur la base des filières actuelles, dites de 1^{ère} génération et l'agriculture classique européenne, à partir de la betterave, du blé, du colza... Mais cette production nécessite un apport extérieur d'énergie et, en prenant en compte l'énergie (fossile à ce jour) consommée pour les produire, le chiffre réel net est nettement moindre et peut être estimé à 1,5 Mtep. Aller fortement au-delà semble problématique. Il faudrait importer la matière première⁷¹, car les ressources agricoles sont limitées et très vite la mobilité va entrer en compétition avec l'alimentaire. La limite en net serait, hors importations, comprise entre 3 et 5 Mtep, soit très éloignée des besoins. Mais en outre, le bilan net sur les émissions de gaz à effet de serre est loin d'être celui qui était attendu.

Heureusement, des capacités potentielles nouvelles s'offrent avec les espoirs basés sur la valorisation de la biomasse lignocellulosique (biocarburants de 2^{ème} génération), renforcée en faisant appel dans les procédés de fabrication à des sources externes d'énergie⁷².

En auto consommation, avec un rendement énergétique proche de 40 %, il faut ajouter environ 1,5 GJ d'énergie pour produire 1 GJ de biocarburant à partir de 1 GJ de biomasse ; cette énergie doit être non carbonée, en pratique soit de la biomasse elle même (il faudrait 2,5 Mtep au départ pour produire 1 Mtep de bio carburant et couvrir l'autoconsommation), soit de l'électricité, soit une combinaison des deux, en fonction des prix respectifs de la biomasse et de l'électricité et de la rareté de la biomasse.

Nota 1 :

Il existe en théorie un moyen de mieux valoriser la biomasse en apportant une source extérieure d'hydrogène. En effet, la proportion d'hydrogène par rapport au carbone est plus faible dans la plante que dans les hydrocarbures. La plante est en C₆H₉O₄, c'est à dire qu'il y a 3 atomes d'hydrogène pour 2 de carbone ; alors que, dans les hydrocarbures, il y a 2 atomes d'hydrogène par atome de carbone, soit 4 atomes d'hydrogène pour 2 de carbone. Il est donc possible de mieux utiliser le carbone de la plante en apportant de l'hydrogène. Ainsi, le rendement matière théorique peut atteindre 58 %, et le rendement pratique 40 à 50 %. Avec 1 tonne de matière première et un apport d'hydrogène, il serait possible de produire 0,4 tonne de carburant liquide ayant les caractéristiques d'un carburant pétrolier. Mais comme il faut de l'énergie pour produire de l'hydrogène, le bilan global n'est pas bon, le rendement énergétique global est évidemment mauvais, (rendement énergie finale depuis entrée

⁷⁰ La séquestration ne peut s'appliquer que pour les traitements centralisés (usines de transformations) mais ne pourra être appliquée sur les véhicules. La production de CO₂ par les véhicules utilisant des carburants fossiles GTL ou CTL sera donc, a minima, identique à la production actuelle.

⁷¹ C'est la voie choisie par la Suède, qui importe du Brésil 95 % de l'éthanol nécessaire pour remplacer le carburant automobile.

⁷² Dans le cas de la 2^o génération par exemple, le rendement massique (rapport masse équivalent pétrole produit sur masse sèche initiale) est à ce jour compris entre 15 % et 20 %. En faisant appel à d'autres sources d'énergies externes (allothermie) des rendements atteignant 40 % peuvent être espérés. Cet apport externe d'énergie se traduirait de la façon suivante, à partir de 5 tonnes de biomasse sèche, : au lieu de produire 1 tep en consommant une partie de la biomasse pour fournir la chaleur nécessaire, on pourrait produire, à partir de la même quantité de biomasse, 2 tep de biocarburant en consommant 1 tep c'est à dire 11,6 TWh, d'électricité. D'autres voies, comme l'apport d'hydrogène sont possibles,

usine, de 40 à 50%, rendement énergie primaire ~25%) et les investissements plus lourds (il faut ajouter, aux investissements BTL, ceux nécessaires à la production d'hydrogène). Cette approche pourrait devenir intéressante en cas de prix très élevé de la biomasse et alors, nous pourrions aller plus loin en « enrichissant à l'hydrogène ». (voir Annexe 2 Electricité et hydrogène)

Nota 2 :

Une autre voie est possible, en produisant un biocarburant gazeux (biométhane) au lieu de biocarburant liquide. La synthèse de méthane à partir de biomasse ligneuse peut se faire préférentiellement par voie thermodynamique (cf. Annexe 3) comme pour le biocarburant liquide, avec un meilleur rendement, car la réaction de synthèse est exothermique. Cependant, lorsqu'on tient compte de la nécessité de purifier le biogaz pour obtenir du méthane, puis de toute la chaîne logistique de transport jusqu'à la pompe, il est prudent de retenir un rendement global du même ordre que pour le biocarburant liquide (40 à 50 %). L'arbitrage entre carburants liquide et gazeux se fera alors au niveau de leurs utilisations respectives : en substitution directe au pétrole pour le liquide, ou utilisation dans une pile à combustible (PaC) pour le gazeux. Mais, même si les progrès technologiques espérés permettent de déboucher sur une PaC/méthane à un coût abordable, il faudra tenir compte de la nécessité de disposer de méthane à haute pression, si l'on veut obtenir une autonomie acceptable du véhicule.

Au total, compte tenu de ces divers éléments, nous retiendrons dans Négatep pour 2050, une production finale de 10 Mtep de biocarburants liquides, à partir de 17,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité (les 15 Mtep d'énergie nécessaire étant fournis pour moitié par la biomasse, en auto consommation, et pour moitié par l'électricité, ici 87 TWh).

*Nota : Un exemple d'une autre combinaison pour produire 10 Mtep de bio carburant ⁷³ :
Biomasse 7,2 Mtep, électricité 11,3 Mtep, gaz 0,8 Mtep*

A ceci s'ajoute pour les transports l'utilisation du biogaz de méthanisation (voir Annexe III) pour 2 Mtep, essentiellement en usage de proximité pour l'agriculture et les services publics. Le biogaz peut venir en concurrence au biocarburant liquide, mais globalement sur la base d'une même biomasse limitée.

D.5.3.2 : L'électricité

Au-delà des biocarburants, qui ne suffiront pas pour approcher le facteur 4, reste la possibilité de faire appel à l'électricité, sous réserve que celle ci ne soit pas produite à partir de combustibles fossiles.

Cette utilisation peut être directe, dans les transports en commun (train, tramways, métros...) mais aussi s'étendre aux transports individuels, grâce au développement des batteries, via les véhicules 100 % électriques, ou hybrides rechargeables. Les véhicules 100 % électriques peuvent répondre aux besoins de ville, ou para urbain (typiquement le deuxième véhicule⁷⁴). Les véhicules hybrides rechargeables peuvent se contenter de batteries de plus faibles capacités, qui par exemple avec une autonomie de 100 km devrait pouvoir assurer la plupart des déplacements journaliers qui, en moyenne, ne dépassent pas 40 km, en ne consommant pratiquement que de l'électricité⁷⁵.

⁷³. Technical and economical evaluation of enhanced biomass to liquid fuel processes
Jean-Marie Seiler*, Carole Hohwiller, Juliette Imbach, Jean-François Luciani
Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives/DEN-DRT/

⁷⁴ Qui peut se transformer en seul véhicule familial, avec l'extension des bornes de recharges soit « rapides », soit accélérées, ou avec en usage exceptionnel (en location par exemple) de système type « Range extender ».

⁷⁵ Electricité qui pourrait être chargée de nuit, lorsque des disponibilités de production sont importantes. Si les 2/3 font l'objet de charge à raison de 8 heures de nuit, la puissance absorbée est de 13 GW, soit une grande partie de l'écart de consommation Jour/Nuit (voir Annexe 1). Pas besoin de puissance installée supplémentaire !

Au total, avec les véhicules électriques et hybrides, ce sont l'équivalent de 15 Mtep de pétrole qui devraient pouvoir être remplacés par 5 Mtep d'électricité (58 TWh).

D.5.4 Récapitulatif transports

A partir de la consommation actuelle de 49,2 Mtep d'énergie finale, en tablant sur des économies de 14 Mtep (progrès technologiques, organisation de la cité, comportements individuels) et surtout sur la place prépondérante prise par le transport électrique et son efficacité en terme d'énergie utile (3 fois supérieure à celle du moteur thermique), nous obtenons en énergie finale 23 Mtep, soit un gain de 53 %, par rapport à la situation en 2015, mais un gain de 65 % par rapport à la référence.

Ceci est obtenu avec la répartition suivante :

- Transports en commun électrifiés 3 Mtep ⁷⁶(35 TWh)
- Voitures électriques ou hybrides 5 Mtep (remplaçant 15 Mtep de pétrole) 58 TWh*
- Biocarburants liquides 10 Mtep (produits à partir de 17,5 Mtep de biomasse et de 7,5 Mtep d'électricité)
- Biogaz 2 Mtep
- Pétrole 5 Mtep

Plus que les autres postes de consommation, les transports font l'objet d'un bouleversement important. Ceci nous paraît être à la fois accessible et mesuré, à condition que les efforts de maîtrise de la consommation des transports (progrès technologiques, développement des transports en commun, aménagement de la cité...) soient couronnés de succès. Si les économies n'atteignaient que 9 Mtep au lieu de 14, il serait nécessaire d'accroître le rôle de l'électricité d'environ 2 Mtep (+23 TWh).

**Nota : Les 58 TWh passent par la recharge de batteries.*

Comme il est présenté en Annexe 1 (voir le smart grid et étalement de la demande), on observe des variations journalières de la puissance totale appelée par le réseau de l'ordre de 20 GW. Une répartition des heures de charge (essentiellement en favorisant les nuits, par exemple la voiture au garage en possibilité de charge de 21 h à 7 h du matin) devrait répondre aux besoins sans nécessité de puissance installée complémentaire (intérêt évident pour le facteur de charge nucléaire).⁷⁷

D.6 Bilan global : demande d'énergie finale

	2015	Tendance 2050	Négatep 2050	Ecart / 2015 par habitant
Résidentiel et tertiaire	66,9 Mtep	89 Mtep	62,1 Mtep	- 17,5 %
Industrie et Agriculture.	32,9Mtep	44 Mtep	32,4 Mtep	- 0,15% %
Transports	49,2 Mtep	66 Mtep	25 Mtep ⁷⁸	- 59%
Total	149 Mtep	200 Mtep	119,5 Mtep	- 29 %

Tableau 9, Energies finales en 2015, selon tendance et Négatep 2050

E) Sources d'énergies décarbonées d'ici 2050

⁷⁶ Il s'agirait de presque un triplement par rapport à 2015. Un marqueur significatif de la priorité à accorder aux transports en commun dans les dizaines d'années à venir

⁷⁷ Une charge de batterie de voiture par exemple de 25 kWh, en 10 heures implique une puissance installée dédiée de 2,5 kW, soit une prise 10/16 A quasi standard

⁷⁸ Le besoin d'énergie finale transports Négatep tient compte du remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité

Réduire la part des combustibles fossiles suppose, outre d'importantes économies d'énergies, l'appel à des sources d'énergie décarbonées : les renouvelables⁷⁹ et le nucléaire.

Les renouvelables assurent à ce jour en France 25,1 Mtep d'énergie primaire (9,4 % du total) et le nucléaire 114 Mtep (43%), alors que les combustibles fossiles en assurent 109,3 Mtep (44 %).

La baisse de ces derniers d'un facteur proche de 4 soit une réduction de 82 Mtep, ne peut totalement reposer sur les seules économies d'énergie vues ci-dessus de 29,5 Mtep en énergie finale par rapport à 2015 (149,2 – 119,5). En premier ordre de grandeur l'écart de 52,5 Mtep (82 – 29,5) doit provenir des sources décarbonées en distinguant les sources de chaleur, celles donnant lieu à cogénération (électricité et chaleur) et celles directement et uniquement sources d'électricité.

E. 1- Energies renouvelables sources de chaleur

E.1.1 Biomasse, biogaz, déchets carbonés

L'ensemble constitué par le bois, dit de feu, issu de la forêt, les divers déchets agricoles et ménagers, et les agro carburants de première génération, représente à ce jour environ 13,9 Mtep d'énergie primaire⁸⁰.

a) Le bois énergie

Avec 9,5 Mtep pour le bois énergie, la forêt en 2015, ne représente que 3,7 % de la production totale d'énergie primaire. Cette part très faible, si elle ne peut devenir prépondérante, peut elle devenir plus significative ?

Un premier constat, une certitude : la forêt est sous exploitée. L'accroissement végétal annuel compris entre 120 et 130 Mm³, donnerait environ 110 Mm³, en ne comptant que la moitié des rémanents (ces restes de branches ou de troncs abandonnés sans valeur commerciale pour le bois d'œuvre). En ne prenant en compte ni les houppiers (ramifications sur fût) ni l'autre moitié des rémanents (les restes sur le sol après exploitation), l'accroissement annuel, hors mortalité est de 83 Mm³, qui seraient directement exploitables. En incluant les déchets directs des bois d'œuvre et d'industrie et les récoltes par les utilisateurs individuels, nous arrivons à un équivalent de 66 Mm³/an, soit environ 60 % de la croissance annuelle. De ce total des parts sensiblement équivalentes de 40 %, vont vers le bois d'œuvre et le bois de chauffage, le reste de 20 % allant vers le bois industrie (pâte à papier ...). Comme les bois d'œuvre et d'industrie produisent directement des déchets bois, le total pour le bois énergie donne 9,5 Mtep.

En s'approchant de la limite des 110 Mm³, une production primaire de 15 à 17 Mtep pourrait être atteinte. Ceci doit être placé dans le cadre d'une exploitation qui développe aussi en mêmes proportions, le bois d'œuvre (davantage de constructions bois), le bois d'industrie (papier...). Sans obstacle technique majeur, ceci doit être faisable en quelques dizaines d'années. Il suppose cependant une réorganisation complète de la filière bois, y compris patrimoniale, avec des regroupements pour favoriser la mécanisation, une refonte de la fiscalité pour que celle-ci favorise le long terme, etc.⁸¹

Mais ceci doit être placé dans le cadre général d'une vision globale de la biomasse et de l'utilisation des terres, comme présenté ci-dessous.

⁷⁹ Référence : Livre « Les énergies renouvelables, Etat des lieux et perspectives » par C. Acket et Jacques Vaillant ; Editions Technip 2011, actualisé version 2016

⁸⁰ Décomposés en : 9,5 bois énergie chauffage, 1,3 déchets, 0,5 bois énergie pour production d'électricité, 2,6 sous forme de biocarburants (qui sont évalués à 1,3 en énergie finale, du fait de l'autoconsommation à la production).

⁸¹ P. Mathis – « La biomasse, filière d'avenir ? » éditions Quae 2013)

Négatep ne prévoit pas de modification fondamentale dans l'utilisation des terres, (la répartition simplifiée en : 15/10/15⁸²). Négatep en particulier, ne touche pas aux surfaces cultivées pour l'alimentation, ne prévoit pas de changement drastique des régimes alimentaires⁸³, tout en faisant face à l'augmentation de population (+ 13 %) et surtout ne prévoit pas de réduire la part exportée de nos produits (surplus commercial de l'agriculture et de l'agroalimentaire de 11 Md €/an, essentiel pour la balance des paiements)

Pour équilibrer l'accroissement des terrains artificialisés de + 1 Mha, l'extension des cultures pour bioproduits (+ 2 Mha), il est retenu une petite baisse des surfaces en prairies de 2 Mha (plus d'efficacité) et de la forêt (- 1 Mha), en notant que celle-ci était en extension ces dernières années (+ 0,4 %/an de surface forestière) mais par laisser faire, par négligence (très petites propriétés).

L'ensemble forêt et taillis pourrait fournir 15 Mtep en énergie primaire (légère adaptation des cultures sans pour autant pénaliser le bois d'œuvre).

b) Les biocarburants

Les biocarburants se présentent comme les deuxième contributeurs du bilan global biomasse et associés. Mais il faut noter, qu'avec une production primaire de 2,6 Mtep, n'entrent en énergie finale qu'environ 1,3 Mtep dans la filière de production dite de 1° génération.

Seul un basculement vers une nouvelle génération de production de biocarburants peut répondre à une forte avancée dans ce domaine.

Pour Négatep, les 2,2 Mha affectés à ce jour aux biocarburants de 1° génération seraient affectés à ceux de 2° génération, avec des plantes adaptées, comme par exemple le miscanthus donnant annuellement 15 t. MS à l'hectare, et au total environ 11 Mtep en énergie primaire⁸⁴, soit une multiplication par un peu plus de 4.

Pour répondre aux besoins de 17,5 Mtep en énergie primaire (voir D.5.4), 1,3 Mha de la forêt (8,6 %) devrait basculer vers la production intensive à destination biocarburants.

Les 15 Mtep, vu ci-dessus (bois énergie), baisseraient à 13,7 et le total, produit par la forêt et les cultures biocarburants, serait de 30,7 Mtep.

(Mtep)	Biocarburants	Chaleur	Total
Énergie finale	10	11,4	21,4
Énergie primaire	17*	13,7**	30,7

Tableau 10 : Négatep 2050, besoins ressources primaires en biomasse forêt et cultures spécifiques

* auxquels il faut ajouter 7,5 Mtep d'électricité pour l'élaboration des biocarburants.

** compte tenu de l'énergie dépensée pour passer de la biomasse aux bûches, plaquettes pour les poêles individuels, réseaux de chaleur, etc.

c) Déchets

En dehors de la filière bois vue ci-dessus, il existe d'autres formes de déchets valorisables d'un point de vue énergétique, comme sous forme d'incinération⁸⁵ de méthanisation⁸⁶

⁸² En Millions d'hectares : cultures annuelles / prairies / forêts et équivalents

⁸³ Hormis une baisse modérée des régimes carnés, qui se retrouve dans la réduction des prairies

⁸⁴ Il est clair que la spécialisation de terres à des cultures spécifiques donne de forts rapports énergétiques. Il faudra en tenir compte dans l'adaptation de la forêt, sans oublier l'essentiel : le bois d'œuvre

⁸⁵ En 2015 environ 40 % des 40 millions de tonnes de DMA sont incinérés pour produire 1,2 Mtep (surtout chauffage réseau)

⁸⁶ Très peu développé en France (0,5 Mtep) en comparaison avec l'Allemagne (7 Mtep). Mais il faut noter la controverse, mise en cause du modèle allemand, qui repose en grande partie sur du maïs cultivé, pour maintenir un bon fonctionnement des méthaniseurs à la ferme

Le total actuel de moins de 2 Mtep en primaire pourrait au moins atteindre 5 Mtep, comptés 4 Mtep en énergie finale, 2 Mtep pour la chaleur et 2 Mtep sous forme de biogaz transports.

E.1.2 Divers, renouvelables chaleur hors biomasse

- Le solaire thermique pourrait facilement fournir les $\frac{3}{4}$ de l'eau chaude sanitaire dans une grande partie des logements individuels ainsi qu'une très petite part du chauffage des locaux, dans des sites privilégiés par l'ensoleillement. Au total, il pourrait apporter une contribution de 4 Mtep.

- Une forte extension est à prévoir pour la géothermie de surface⁸⁷ et l'aérothermie, basées sur l'utilisation de pompes à chaleur. Ceci pourrait se généraliser dans le tertiaire et s'étendre aussi pour partie importante aux maisons individuelles. La contribution en énergie finale peut être estimée à 9,8 Mtep : 7 tirés du sol ou de l'air et 2,8 apportés indirectement par les pompes à chaleur électriques (COP : 3,5).

- La géothermie semi profonde ou profonde, encore peu développée (0,2 Mtep) devrait s'étendre, pour atteindre 1 Mtep.

Au total, ce sont environ 12 Mtep de chaleur qui pourraient être produits hors biomasse et déchets.

En additionnant la biomasse, **l'ensemble des renouvelables « chaleur » pourrait ainsi donner environ 47,7 Mtep en production primaire, soit + 30.3 Mtep par rapport à 2015, et 36,4 Mtep en énergie finale.**

E.2 Les renouvelables électriques

Rappelons que la France s'est engagée au niveau Européen à produire 23 % de son énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020. Pour tenir cet engagement mesuré en énergie finale, qui englobe la chaleur et l'électricité, le Grenelle de l'environnement a prévu un fort développement spécifique des renouvelables électriques avec l'installation de 19 GW en éolien terrestre et 6 GW en éolien « offshore » et 5,4 GW de photovoltaïque d'ici 2020.

En 2015, les productions et puissances installées des renouvelables électriques étaient les suivantes :
Hydraulique terrestre : 60,9 TWh (21 500 MW)⁸⁸

Energie marine : 0,5 TWh (240 MW, pour la seule installation de la Rance)

Eolien : 21,3 TWh (10 400 MWi fin 2015)

Photovoltaïque : 7,3 TWh (6 500 MWc installés fin 2015)

Divers (déchets, cogénération bois...) : 5,3 TWh.

Total : 95,3 TWh (17 % des 568 TWh du total toutes productions).

E.2.1 L'hydraulique

Aujourd'hui, l'hydraulique est la source d'électricité renouvelable de loin la plus importante en France : 60,9 TWh⁸⁹ soit 10,7 % du total de 568 TWh. Il en est de même dans le Monde avec 21 % (5 100 TWh d'hydraulique, sur un total de production électricité Monde de 24 000 TWh)⁹⁰

⁸⁷ La chaleur dite de « géothermie de surface » provient soit de la nappe phréatique, soit du soleil qui chauffe le sol où sont enfouis des réseaux de récupération (d'où l'appellation géosolaire). Les systèmes puisant la chaleur dans l'air (aérothermie), bien que moins efficaces, (effet COP avec basses températures de l'air et besoin de cycles de dégels) méritent aussi d'être mentionnés, car plus faciles à installer surtout en rénovation.

⁸⁸ Hors STEP, qui sont des consommateurs nets (5 TWh produits pour 6 consommés). Ce bilan énergétique peut être modifié dans le cadre d'une utilisation plus dynamique des STEP, en fonction du contexte économique

⁸⁹ Très variable selon les années, exemple maximum 75,7 TWh en 2013 et le plus bas 50,3 TWh en 2011

Contrairement au reste du Monde, en France, comme en Europe, l'hydraulique devrait peu évoluer à l'avenir. La France est largement équipée et les sites notables possibles sont limités (zones protégées, oppositions locales). Des adaptations locales de sites existants de l'hydraulique terrestre devraient augmenter un peu l'énergie produite, mais l'hydraulique de fil de l'eau devrait être contrainte par l'augmentation des débits réservés. Au-delà, la principale inconnue vient de l'hydraulique marine. En sachant que la filière marémotrice ne fera plus l'objet de développement⁹¹, il ne reste en France, que les espoirs fondés sur les hydroliennes⁹², avec les premiers essais en cours.

Globalement viser 70 TWh⁹³ en 2050 pour l'ensemble de l'hydraulique peut être retenu.

Compte tenu de sa souplesse d'exploitation, l'hydraulique offre de gros avantages par rapport aux autres sources d'énergie. L'hydraulique assume un rôle majeur dans la stabilité du réseau, faisant face mieux que les autres producteurs aux variations, en cours de journée, de l'équilibre entre les besoins et la production. Si l'électricité ne se stocke pas ou très mal (voir Annexe 1), par contre l'eau en altitude se stocke et il est en général aisé, dans la limite de la fatigue des matériels, d'ajuster le débit aux besoins (hormis pour l'hydraulique dite au fil de l'eau). Mais les limites de la souplesse de l'hydraulique semblent atteintes dès aujourd'hui, et l'hydraulique ne peut pratiquement plus rien apporter en souplesse d'adaptation, par exemple pour répondre à un très fort développement des sources intermittentes, ou très fluctuantes⁹⁴ (voir E.2.2 et E.2.3).

Le développement des STEP (4,4 GW ce jour) est lui aussi très limité. Une erreur courante conduit à penser qu'il est possible de transformer une installation de barrage existante en STEP. C'est ne pas prendre en compte qu'une STEP se caractérise par l'importance de son barrage « bas », et qu'il sera coûteux et compliqué socialement d'en emménager de nouveaux « bas ». Par contre lorsque des barrages lacs existants sont placés en cascade au sein d'une même vallée, quelques possibilités de STEP sont possibles⁹⁵. Compte tenu des contraintes diverses (bases de loisir notamment), on devrait pouvoir dégager 1 à 2 GW supplémentaires.

Les possibilités de se servir de la mer comme équivalent réserve basse, sont étudiées, évaluées, mais restent très limitées, car ne bénéficiant pas de dénivelés importantes elles requièrent des volumes considérables dans les réserves hautes (« lac haut » sur le lac artificiel à créer sur la falaise ?)⁹⁶

E.2.2 L'éolien

L'éolien ne connaît un fort développement en France que depuis peu (240 MWi⁹⁷ en 2000, 1 000 en 2005, 10 400 fin 2015 (une augmentation significative de 800 MWi pour cette seule dernière année 2015). Toutes ces machines sont terrestres.

⁹⁰ Si la place relative de l'hydraulique au sein des renouvelables est au total moindre en France que dans le Monde, par habitant l'hydraulique est un peu plus importante en France (1 MWh/hab) que dans le Monde (0,7 MWh/hab).

⁹¹ Pas de suite après cette première expérience mondiale de la Rance (et quasi unique, puisque seulement on trouve une installation équivalente en Corée de 250 MW, mise en service récemment). Filière quasi abandonnée au niveau mondial. On notera en particulier l'abandon par la Grande Bretagne du projet de l'estuaire de la Severn pour une puissance de 8 000 MW. Le choix semble avoir été fait pour le nucléaire.

⁹² D'après EdF le potentiel de nos côtes en sources hydroliennes serait limité à environ 5 TWh, A noter les quasis échecs des développements mondiaux de l'autre source d'énergie marine celle houlomotrice, avec à titre d'exemple le fiasco du projet Pelamis. Mais toutes les sources marines doivent faire face à de nombreux problèmes techniques.

⁹³ Hypothèse moyenne pour prendre en compte les variations annuelles.

⁹⁴ Ces dernières avec en 2015 une puissance totale installée cumulée de 16,9 GW, peuvent produire entre environ 0,5 et 1,3 GW, soit un écart de 12,5 GW qui se combinera aux variations journalières de la demande, ce qui augmentera l'amplitude des variations à compenser

⁹⁵ Potentiel évalué à 5 GW, mais utilisation réelle à évaluer

⁹⁶ Quelques études « papiers » de sites en France métropolitaine (Cotentin, Pas de Calais, Pays de Caux) Etudes plus poussées, en meilleures voies, pour une installation en Guadeloupe de 50 MW stockant 1 GWh.

⁹⁷ MWi pour MW installé, en sachant que sur un vaste réseau, cette puissance ne sera jamais atteinte

Le développement des éoliennes en mer, après de longues péripéties d'appels d'offres non retenus est lancé, en phase construction. Il aura fallu plusieurs appels d'offres successifs, pour officiellement retenir un premier ensemble de 3 000 MW sur 5 sites différents. Pour ces installations, les prix affichés vont de 200 à 220 €/MWh⁹⁸. Au total, en prenant en compte le coût indirect de l'intermittence et celui de la liaison électrique, **ceci représente près de 5 fois le prix du marché à la production**. Ce surcoût devra être payé par le consommateur d'électricité pendant 20 ans. Aller au-delà des 3 000 MWi semble insupportable.

C'est pourquoi le scénario Négatep ne retient pas comme hypothèse ce qui a été envisagé par le « Grenelle de l'environnement » à savoir, d'ici 2020, soit 24 GW (19 GW installé d'éolien terrestre et 5 GW d'éolien offshore).

Même si les surcoûts, maintenant stabilisés ont baissé, pour les installations en terre, ils restent, inacceptables pour l'éolien offshore. Ceci est accentué pour les deux types d'installation, si on tient compte des surcoûts imposés pour le back up (voir ci-dessous, fluctuations, caractère variable de la production)

Pour l'éolien en terre, il faut tenir compte de l'opposition des riverains, avec ses nuisances (en particulier en association avec la proximité des 500 mètres⁹⁹), la perte de valeur des biens...et le mitage du territoire.

Variabilité de l'éolien : un constat français et européen

La variabilité de production se voit directement sur la figure 6, qui montre à titre d'exemple significatif, la puissance produite en France en début 2012, par l'ensemble du parc éolien de 6 500 MW.

⁹⁸ Il n'est pas précisé si ceci comprend le coût du raccordement à terre pour ces derniers contrats en cours. Ce n'était pas le cas des premières offres rejetées

⁹⁹ La distance séparant une éolienne de l'habitat a fait l'objet de discussions et débats houleux, lors des rencontres parlementaires en préparation des votes sur la loi de transition énergétique. Au Sénat une demande commune, majorité et opposition, proposait de passer la limite actuelle d'implantation d'éoliennes des 500 mètres (pas toujours respectée) à 1 000 mètres, en faisant remarquer, notamment, que l'ancienne loi des 500 mètres, n'avait pas bougé, alors que la taille des éoliennes avait été plus que multipliée par deux. Leurs arguments reposaient, outre sur les multiples plaintes et procès en cours, surtout sur les recommandations de l'Académie de Médecine, qui des 2005, avait demandé qu'a titre conservatoire, soit suspendue la construction des éoliennes d'une puissance supérieure à 2,5 MW situées à moins de 1 500 mètres des habitations. Le changement voté au Sénat, basé sur 1 000 mètres, fut refusé en ultime lecture à l'Assemblée Nationale, la ministre de l'environnement étant directement intervenue pour bloquer ce changement. La règle des 500 mètres n'a pas bougé. La santé des riverains ne pèse guère, face au lobby des ENR.

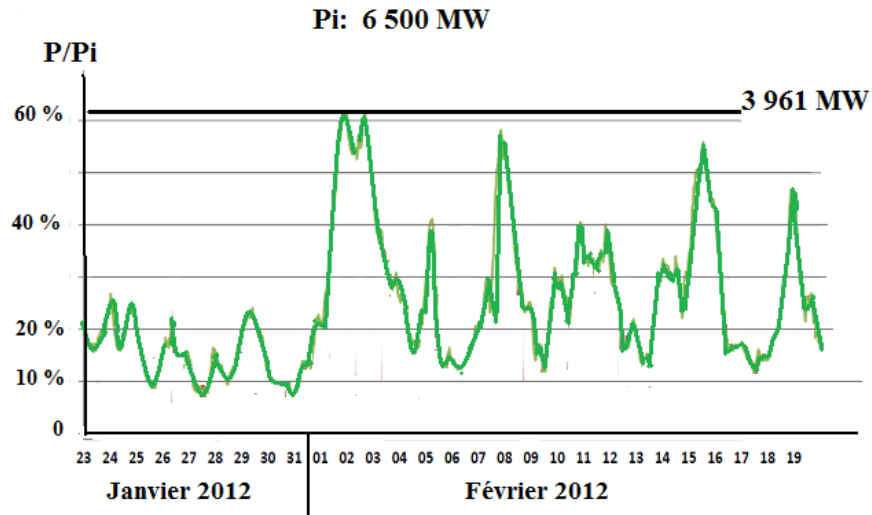


Figure 5 : les variations de production de l'éolien en France

Cette période présentée a été mise en avant par le SER (Syndicat des Energies Renouvelables) pour annoncer et célébrer des records de puissance et de facteur de charge, atteints sur ce mois exceptionnel en production. Ce mois sélectionné est particulièrement favorable à l'éolien, mais, pour une vision plus élargie et complète, il faudrait en amont et en aval prolonger la courbe de plusieurs semaines, ce que ne fait pas le SER. Sur ces bases élargies de durée, la puissance réelle oscille entre 5 et 20 % de la puissance installée (Pi), comme celle de fin janvier. Mais ceci est caché pour le grand public et les journalistes, de sorte que les décideurs politiques risquent, au total, d'être fort mal informés.

Dans une large plage de fonctionnement, la puissance d'une éolienne varie en théorie comme le cube de la vitesse du vent : V^{3100} . La vitesse du vent n'étant pas particulièrement constante, il n'est pas surprenant de voir la puissance fluctuer brutalement sur une éolienne seule et passer de son maximum à zéro en quelques heures. Par exemple si le vent passe en 1/2 heure de 40 km/heure à 30 km/heure, la puissance est divisée par 3. Il est couramment dit et écrit que, ramené à un vaste territoire, cet effet est atténué, par compensation (moins de vent dans le Nord de la France serait contre balancé par plus dans le Sud). La figure 5 montre que, s'il y a toujours quelque part en France un tout petit peu de vent, en réalité globalement ce peut être proche de zéro et alors, quel désordre ! Les fluctuations et des variations d'un facteur 2 en quelques heures sont courantes pour l'ensemble du pays. Certes, les progrès de la météo permettent de prévoir les fortes variations de vent la veille pour le lendemain, ne modifiant rien sur le fond, la prévision à court terme est toujours difficile. Il n'en demeure pas moins qu'il faut faire face à ces variations et le retour à quasi zéro.

Pour justifier l'effort porté sur l'éolien offshore, il est avancé son meilleur facteur de charge. Ceci devrait se traduire par un coût moins élevé du MWh. Mais il n'en est rien, car si le taux de charge est plus élevé par exemple de 30 %, ceci ne compense pas le montant de l'investissement, beaucoup plus élevé que sur terre (voir Annexe IV : 2,5 €/W au lieu de 1,5 €/W). Et ceci ne présente en fait aucun avantage pour réduire l'importance des fluctuations, qui partant de plus haut (plus près des 100 %), n'en sont que plus importantes et rapides.

Les voies possibles pour faire face à la variabilité de l'éolien

Quatre voies sont ouvertes (voir aussi l'Annexe 1 pour l'équilibre suivi réseau):

¹⁰⁰ Loi de Betz : puissance du vent fonction de V^3 (V vitesse amont), maximum possible compte tenu de la vitesse aval 16/27 de la puissance potentielle du vent

- Le renforcement des réseaux, indispensable pour pouvoir faire transiter les puissances instantanées très élevées¹⁰¹. Ce besoin a conduit à promouvoir les interconnexions au niveau européen ; malheureusement, on constate, comme on le voit sur la figure 6, que le vent a la fâcheuse habitude de souffler à peu près en même temps de la mer du Nord à l'Espagne, ce qui limite considérablement l'intérêt de ces interconnexions.

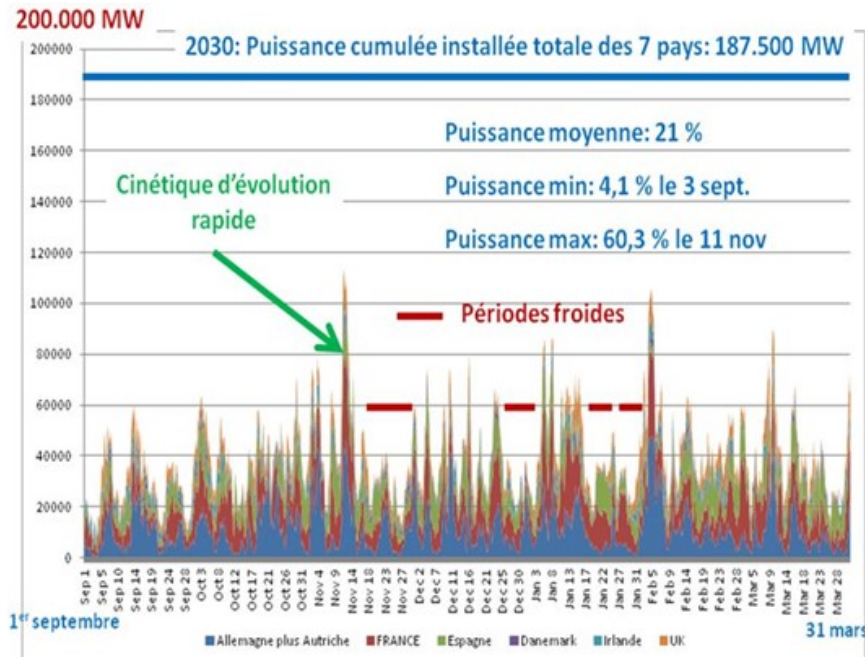


Figure 6 Puissance éolienne, la fausse idée du foisonnement européen
Sur la base des puissances actuelles relevées dans les différents pays, extrapolation pour l'année 2030, avec un fort développement de l'éolien européen¹⁰²

- Le stockage de l'électricité : des moyens existent, notamment les STEP jusqu'à présent utilisées surtout pour compenser les variations de la demande. Mais ces moyens sont limités (4,4 GW de STEP) et sont largement insuffisants, en conjonction avec l'hydraulique de lacs, pour faire face aux besoins dès que la puissance des éoliennes dépasse la dizaine de GW. La plupart des autres moyens de stockage sont soit de faible capacité et extrêmement coûteux (batteries), soit de très faible efficacité énergétique (en particulier l'hydrogène).
- L'effacement d'autres moyens de production, essentiellement, pour la France, l'hydraulique de montagne et le nucléaire, ce qui est paradoxal puisque **on efface des moyens non carbonés pour faire place à d'autres moyens non carbonés, sans aucune diminution des rejets de CO₂**.
- La mise en route de moyens de secours (back-up) qui, pour l'essentiel, brûlent du gaz (ou du charbon comme en Allemagne) et augmenteront les rejets de CO₂.

La combinaison de ces différents moyens dépend de nombreux facteurs, dont un des plus importants est la situation initiale du système électrique du pays considéré. La situation n'est évidemment pas la même en Allemagne¹⁰³, qui dispose d'un très important parc de centrales

¹⁰¹ Pour éviter les surcharges réseau ingérables, il faudrait pouvoir obliger les éoliennes à s'effacer pendant les quelques dizaines d'heures où elles délivrent une puissance très élevée (au dessus de 50 % de la puissance installée par exemple) : La perte de production serait très faible, mais il faudrait revoir les conditions de l'obligation d'achat.

¹⁰² Une nouvelle étude, basée sur les observations sur la totalité de l'année 2013, confirme ce quasi synchronisme européen : - "Electricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables" H. Flocard, Jean-Pierre Pervès, Jean-Paul Hulot (*Techniques de l'Ingénieur*) – à paraître (2014)

¹⁰³ Le cas de l'Allemagne est très instructif, car il apparaît que le développement très rapide de l'éolien et du PV ait largement dépassé les capacités des différents moyens de gestion, en particulier les réseaux THT. Il en résulte que

fossiles capables de s'effacer lors des pointes de production et de suppléer au creux de production, comme en Norvège qui possède un parc hydraulique largement modulable, et en France qui peut, jusqu'à un certain point, moduler sa production nucléaire (jusqu'à 10 à 15¹⁰⁴ GW) et mobiliser les STEP (5 GW) et l'hydraulique de montagne (également 4 GW environ). Le plafond serait proche de 25 GWi d'éolien (ce qui donnerait pour un vaste réseau des sauts de puissance rapides de l'ordre de 20 GW, assez proche des écarts journaliers actuellement rencontrés (voir Annexe 1).

Les coûts directs et les coûts cachés de l'éolien

Les questions de coût, représentent le second obstacle majeur, accentué pour l'éolien offshore.

Pour l'éolien terrestre les coûts de la filière très industrialisée depuis de nombreuses années, semblent stabilisés. Les prix d'achat obligés actuels (pour 10 ans) de 82 €/MWh ne devraient plus baisser, ni varier si ce n'est en fonction du coût des matières premières et de la main d'œuvre (importance de la maintenance). Mais, à cela, il faut ajouter le coût indirect de la modulation du nucléaire¹⁰⁵, ou des moyens de secours en attente (surinvestissement, équipes d'exploitation toujours à pied d'œuvre, sans compter l'usure accélérée du matériel soumis aux variations de charge¹⁰⁶), des renforcements nécessaires du réseau (sa capacité de transit devant être augmentée de quelques dizaines de GW). Difficiles à chiffrer, ces coûts, actuellement cachés, devraient majorer de coût de l'éolien terrestre de quelques dizaines d'€/MWh (de 40 à 50 €/MWh¹⁰⁷).

Pour l'éolien offshore, la filière n'a pas atteint encore sa maturité, et les coûts avancés sont très dissuasifs, étant encore au dessus de 200 €/MWh¹⁰⁸ pour 15 ans, avec une grande incertitude sur le coût de la maintenance (effet mer) auquel il faut ajouter, comme pour le terrestre, le surcoût du secours.

Globalement ceci nous conduit, pour Négatep, à limiter fortement la part de l'éolien et, ne pas aller au delà des **18 GWi** déjà en service, en liste d'attente, ou en commande (les 3 GW en offshore), pour une production potentielle **de 45 TWh**.

Nota : Eoliennes et emprise sur le territoire

15 GWi d'éoliennes terrestres, soit environ 6000 éoliennes, couvriraient une surface de 1250 km² (0,125 Mha), soit environ 0,23 % du territoire.

Si elles étaient disposées sur deux rangées, le « couloir », s'il faisait 1 km de large, s'étendrait sur 1 250 km de long.

Toutefois, il faut noter que seule une fraction limitée de cette surface (bloc de béton et alentours, accès pour entretien) serait neutralisée (environ 250 km², soit 25 000 ha) et ne pourrait être vouée à d'autres utilisations, notamment de type agricole (on pense aux cultures énergétiques voir §.E1. sur les 0,1 Mha disponibles).

lorsque le vent souffle fort, le soleil brille et la demande est faible, le réseau allemand est obligé de déverser sur les réseaux des pays voisins. Cette électricité largement subventionnée déstabilise l'ensemble des systèmes électriques européens et fait chuter les prix du marché qui peuvent même devenir négatifs !

¹⁰⁴ En journée courante les variations actuelles du nucléaire pour participer au suivi réseau sont de l'ordre de 5 GW, ce chiffre peut dépasser 10 en weekend. Les limites sont surtout économiques et peu techniques.

¹⁰⁵ La seule économie porte sur le coût combustible non consommé, soit environ 5 €/MWh. Le reste, investissement et personnel, doit être payé qu'il y ait ou non production.

¹⁰⁶ Par exemple ceci pose la question du choix des centrales à gaz (turbine à gaz simple, très bon marché en investissement mais qui ont un très mauvais rendement (25 %) ou à cycle combiné (CCGT) à meilleurs rendements, mais plus coûteuses en investissements, donc pénalisés par le fonctionnement en dentelle, et surtout mécaniquement plus sensibles aux variations de charge que les centrales au gaz à cycle vapeur simple.

¹⁰⁷ Voir Négatep « Réduire les rejets de gaz carbonique ». Oui, mais à quel coût ? (sur site www.sauvonsleclimat.org)

¹⁰⁸ Cas en France, avec le niveau des fonds de mer qui descend très vite. Incertitudes sur la prise en compte du coût de la liaison à la terre. Des coûts moins élevés sont possibles en Europe du Nord, avec mers moins profondes

Se posera d'ici 2050, la question du remplacement de ces installations en fin de vie (exemple 20 ans). Elles ont été investies, sur la base des conditions favorables de rachat de l'électricité, dans un contexte spéculatif, qui ne pourront qu'avoir disparues dans quelques années. Sans aide, ce ne peut que décroître d'ici 2050.

E.2.3 Le photovoltaïque

Le photovoltaïque n'a commencé à se développer qu'en 2009 avec 190 MWc installés, au lieu des 30 MWc en 2008, pour atteindre un cumulé de 2,5 GWc en 2012 et 6,5 GWc fin 2015 (une augmentation de la puissance installée de 0,6 GWc la dernière année). Les 5,4 GW visés par le Grenelle de l'environnement ont été dépassés dès 2014. Pourquoi ce succès ?

Le développement, très volontariste, de la filière s'est fait sur la base de l'achat imposé à EDF du courant photovoltaïque, à un prix 5 à 10 fois supérieur au prix du marché. Par exemple, les tarifs étaient au lancement du Grenelle de 600 €/MWh pour les installations intégrées au bâti. Ce chiffre fut heureusement revu à la baisse (encore 320 €/MWh en 2013), pour descendre en 2017 à 235 €/MWh, pour les puissances entre 0 et 9 kWc¹⁰⁹. Pour une intégration simplifiée au bâti jusqu'à 36 kW le prix est de 123,8 €/MWh, et pour une puissance de 36 à 100 kW, il est de 117,6 €/MWh. Ces tarifs de rachat sont valables pour des durées de 20 ans, soit au-delà des 15 ans garantis pour l'éolien.

Au-delà de ces puissances, la procédure d'appels d'offres est imposée et a conduit par exemple en 2011 pour 8 MWc à un prix retenu de 300 €/MWh¹¹⁰. Mais avec la baisse du coût des équipements importés de Chine, sur un terrain appartenant à l'Etat et cédé à un coût pratiquement nul, les 300 MWc de Cestas¹¹¹ sont rachetés à 105 €/MWh.

Il est clair que l'aspect financier était totalement absent du Grenelle, ce qui a conduit à des aberrations comme les rachats faramineux du solaire intégré au bâti, conduisant de nombreux particuliers à miser sur la largesse des autres en l'occurrence les abonnés EDF via la CSPE,

Les coûts ont baissé, peuvent-ils encore le faire ? Peut-être, mais ces coûts ne prennent pas en compte le coût caché du complément pour compenser l'absence de lumière solaire, ou d'un stockage hypothétique.

Nota : ces prix, qui n'incluent ni le coût indirect des moyens de secours en attente (comme les centrales à gaz) indispensables pour compenser la variabilité (voir § 5.7 et 8.7), ni les extensions des réseaux pour prendre en compte la dispersion de production, doivent être comparés au coût moyen de production de l'électricité en France, soit environ 50 €/MWh (5 c€/kWh).

Si le coût est, plus encore que pour l'éolien, un obstacle, l'électricité photovoltaïque souffre du même inconvénient des variations de puissance. Ici ces variations peuvent sans discussion être classées en intermittentes, avec l'absence totale de production une grande partie du temps, dont le soir lorsque les besoins sont au maximum.

Toutefois le solaire photovoltaïque se présente plus favorablement que l'éolien, avec une meilleure prévisibilité, sans exclure toutefois des variations locales brusques¹¹², mais par contre une production moindre en hiver lorsque les besoins sont au maximum (facteur 4 à 5). Un petit élément positif est à noter : le maximum de production vers midi, ou tout en début d'après midi, coïncide avec la première

¹⁰⁹ Dans de telles conditions, pourquoi auto consommer, si je peux vendre mon courant vers 600 pour les premiers arrivés et 230 pour les derniers chanceux, plutôt que de l'acheter en parallèle vers 120 !

¹¹⁰ Exemple : Montéleger dans la Drôme ; 8,2 MWc (12 GWh) sur 17,7 hectares

¹¹¹ La centrale solaire Cestas située au Sud de Bordeaux était lors de son inauguration en décembre 2015, la plus puissante centrale solaire européenne. Caractéristiques : puissance de 300 GWc, implantée sur 260 hectares, production prévue 350 GWh. Matériel 100 % chinois, montage en grande partie par travailleurs détachés européens, terrain cédé par l'Etat quasi gratuit.

¹¹² Si la puissance d'une éolienne varie en théorie comme le cube de la vitesse du vent (en réalité plutôt le carré dans la plage courante de fonctionnement), celle d'une cellule photovoltaïque varie linéairement avec la luminosité, et ne tombe pas à 0 même par temps nuageux.

période journalière de forte consommation. Bien prévue, dans la gestion dite de la veille pour le lendemain (voir Annexe 1) cet apport peut être intéressant, sans risque pour la stabilité du réseau, tant qu'il reste à un faible niveau relatif, ce qui n'est pas le cas de l'éolien mais, toujours, à quel coût !

Emporté malgré nous, par l'élan du Grenelle, en supposant que cette filière vise essentiellement, à soutenir un marché à l'exportation, nous retenons une **puissance limite de 10 GW et une production de 11 TWh**. Se posera aussi d'ici 2050, la question du remplacement de ces installations en fin de vie, en particulier celles intégrées au bâti, lancées dans un contexte spéculatif, la fin des aides devrait aboutir au non remplacement.

Nota : Photovoltaïque et emprise sur le territoire

L'essentiel des installations reposant sur des surfaces existantes (toitures, hangars...) la question de l'emprise eau sol en concurrence avec l'agriculture, ne concerne que la partie des centrales au sol, à l'exemple des 350 GWh de Cestas et ses 2,6 km². En supposant que ce type d'installation répondrait à 1/4 du total PV, il faudrait environ 20 km², de surfaces dédiées, soit 12,5 fois moins que pour l'éolien.

Un point essentiel à prendre en compte dans toute prospective est que le secteur électrique ne pèse que pour environ 6 % en 2015 sur les émissions de gaz carbonique. Tout développement massif des renouvelables intermittentes pour la production d'électricité n'aura donc, compte tenu des puissances flexibles nécessaires en back-up (turbines à gaz en particulier), qu'un impact négatif sur les émissions de gaz à effet de serre, alors que la réduction devrait être la seule priorité.

E.2.4 Divers déchets, bois...

Le bois et les déchets carbonés peuvent contribuer un peu à la production d'électricité, notamment dans des installations de cogénération (chaleur et électricité) associées à l'incinération et à la méthanisation. Ceci pourrait fournir environ 11 TWh d'électricité, production essentiellement décentralisée.

E.2.5 Un bilan global des renouvelables électriques

Globalement, l'ensemble des renouvelables électriques (§ E.2) pourrait produire 137 TWh, dont 56 TWh viennent des 28 GW des ENRi.

Les 28 GW d'ENRi (56 TWh), du fait de leurs intermittences auront des puissances réelles produites, qui varieront de 25 GW (max soleil en journée et vent) à 0,9 GW (dès la tombée de la nuit soit chaque 24 heures et en cas de peu de vent, qui peut durer plusieurs jours en période anticyclonique). Comme il faut faire face à la quasi absence de puissance à certains moments, et en l'absence de stockage particulier, en dehors des STEP, déjà largement utilisées, ces ENRi se reposent sur les autres pour pourvoir aux besoins, ce qui est désigné par substitution. Ceci conduit à une baisse de l'énergie produite par les autres sources, mais n'a pratiquement aucune incidence sur leurs puissances installées, donc sur les investissements, mais non plus sur l'essentiel des frais d'exploitation (personnel toujours en activité indépendamment de la puissance produite). Le seul gain significatif serait la baisse des coûts de combustibles consommés.

Le nucléaire étant le principal participant à la participation au suivi réseau, ceci se traduit essentiellement du fait de l'éolien, par sa baisse de charge d'environ 6 %. La baisse des dépenses combustibles ne compense pas de loin la dépense d'investissements et d'exploitation des ENRi, et bilan global, aucun gain sur les rejets de gaz carbonique.

E.2.6 Que penser des systèmes énergétiques décentralisés?

Des systèmes énergétiques complexes voient le jour ici et là, associant électricités intermittentes (éolien terrestre, solaire PV), cogénération électricité/chaleur associée soit à des unités de méthanisation produisant du biogaz stockable soit à des incinérateurs plus ou moins modulables, mais également à des réseaux de chaleur. Dans certains cas favorables, ces systèmes locaux permettent d'éviter de déverser des électricités intermittentes sur le réseau de grand transport. Accessoirement, ils permettent d'afficher une certaine autonomie locale, au moins pour satisfaire une partie des besoins d'énergie. Un de leurs mérites, non des moindres, est de favoriser une démarche « citoyenne ».

Mais ces systèmes décentralisés ne permettent ni de répondre aux besoins concentrés d'énergie (industrie) ni d'intégrer des moyens concentrés de production (parcs éoliens offshore de 500 MW). On peut également se demander s'ils verraient le jour en l'absence des subventions massives dont bénéficient les ENR intermittentes et la cogénération.

Il faut rappeler qu'au début la production d'électricité était décentralisée (souvent pour alimenter une usine). C'est pour éviter les pannes qu'on a développé les réseaux. Les citoyens décentralisés accepteront-ils d'être privés de courant de temps en temps ?

E.3 L'électricité nucléaire

En 2015, le nucléaire a produit 437 TWh (soit 77 % de l'énergie totale électrique produite en France) à partir des 63 GW de puissance installée.

Cette production repose sur 58 tranches mises en service de 1977 à 2000 (de Fessenheim 1 et sa MSI (Mise en Service Industrielle) en 1977, à Civaux 2 et sa MSI en 2000)

Si la durée de vie initiale prévue était de 40 ans¹¹³, (en cohérence avec une base d'amortissement financier sur 30 ans au départ, mais non pour des raisons limites techniques, qui vont bien au delà), Négatep mise sur une extension à 50 et 60 ans¹¹⁴, sous réserve de l'accord final, tranche par tranche, de l'ASN. Cette prolongation de durée de vie ne pose pas de problèmes techniques nouveaux puisque les réacteurs actuels, dits de deuxième génération, ont été sans cesse améliorés (en particulier lors des arrêts décennaux) et leur sûreté remise au fur et à mesure au niveau des dernières exigences, dont celles qui ont fait suite à Fukushima, toujours sous le contrôle de l'autorité indépendante de sûreté.

Le chiffre de 77 %, de la part du nucléaire est présenté comme le nombre justifiant l'appellation du « tout nucléaire ». Mais la part du nucléaire dans la consommation finale n'est en réalité que de 19 %. (le vecteur électricité seul ne couvrant que 25 % des besoins en énergie finale, ceci pour une part en puissance installée électrique inférieure à 50 %)

Faut-il aller sous ces 19 %, pour répondre à un soi disant objectif de diversification, comme parfois avancé, « ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier » ?

Encore faudrait-il que les autres œufs du panier puissent répondre aux besoins quand nécessaire, ce qui n'est pas le cas des renouvelables intermittents, trop assujettis aux aléas et conditions atmosphériques.

Dans Négatep, la part du nucléaire devient en fait celle dite de variable d'ajustement, pour aboutir à la division par 4 des rejets de gaz carbonique au moindre coût.

¹¹³ D'où la première échéance qui vise Fessenheim, mais qui 1 an plus tard visera les premières tranches du Bugey et 3 ans plus tard celles du Tricastin

¹¹⁴ Ce qui est d'autant plus raisonnable que la NRC américaine a autorisé 60 ans à des réacteurs de même conception et de dates d'entrée en service antérieures à Fessenheim. En sachant qu'aux USA, les études sont en cours pour aller à 80 ans

Du total des besoins en énergie finale de 119,5 Mtep (voir tableau 9), en retirant les 36,4 Mtep d'énergie renouvelables chaleur, il resterait à fournir 83,1 Mtep.

La division par 4 de l'usage des combustibles fossiles devrait voir le total de ceux-ci passer de 109,2 (voir tableau 6) à 27,3 Mtep, y compris la production d'électricité.

Pour cette dernière, une première approche consisterait à viser aussi une réduction du facteur 4 et passer ainsi d'environ 40 à 10 TWh. Mais pour faire face à l'intermittence des ENRi (éolien et PV) sans trop pénaliser le facteur de charge du nucléaire, il est prévu de maintenir une disponibilité de 20 GW de puissance en combustible gaz, pour une énergie annuelle de 20 TWh¹¹⁵ (1,7 Mtep à la distribution finale). Hors électricité la part des fossiles serait de 25,6 Mtep en énergie finale.

Il resterait à répondre pour 57,5 Mtep (83,1 – 25,6) d'énergie finale, sous forme d'électricité. Mais à ces 57,5 Mtep, il faut ajouter les besoins d'électricité en consommation intermédiaire pour l'élaboration des biocarburants de 7,5 Mtep, soit un total de 65 Mtep (756 TWh) en bout de ligne, chez les utilisateurs.

Pour remonter à la production, il faut ajouter les consommations propres de la filière¹¹⁶, et les pertes en ligne de la distribution (7 % en 2015), pour aboutir à un total de 845 TWh à la production, dont 137 TWh produits par les renouvelables, 20 TWh par le gaz et donc **688 TWh pour le nucléaire**.

Pour répondre à ces besoins de production accrus de 57 % (passage de 437 à 688 TWh), les nouvelles tranches dites de III^o génération se substitueront aux tranches actuelles, au fur et à mesure des fins de vie de ces dernières.

Quel que soit le niveau final de puissance retenu (simple remplacement à puissance totale identique ou plus comme il sera vu ci après), pour ne pas avoir l'« effet falaise » et retrouver un rythme de construction calé sur celui des années fin 70 (plus de 4 tranches par an certaines années) les arrêts définitifs seront programmés entre 50 et 60 ans. Cela donne un besoin de tranches nouvelles en remplacement à partir de 2027 et une fin de remplacement en 2060, donc étalé sur 33 ans, comme le montre la figure 8.

En 2050, il y aurait encore environ 16 GW de centrales de II^o génération en service et Négatep considère qu'il faut aller au delà de la limite des 63 GWe fixée par la loi sur la transition énergétique de 2014, et donc de prévoir comme indiqué figure 7 le développement d'unités de III^o génération, au delà du simple remplacement.

¹¹⁵ Que nous compterons 18,6 TWh à la distribution finale soit 1,6 Mtep

¹¹⁶ 28 TWh en 2015

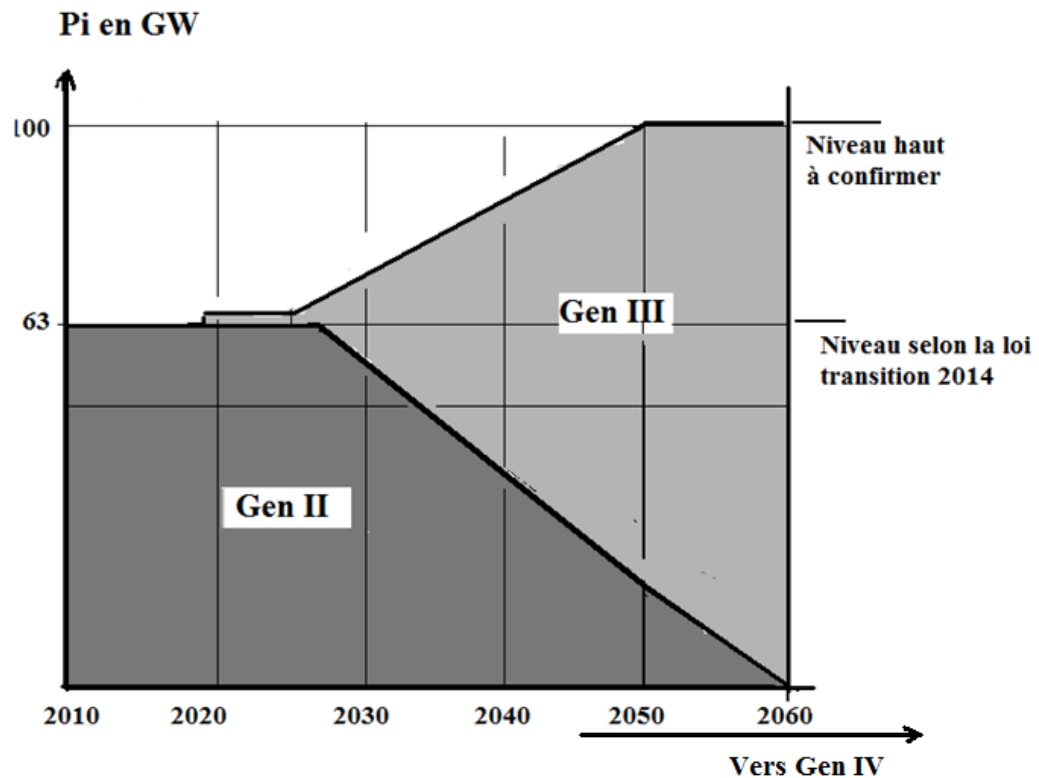


Figure 7 La transition de Gen II à Gen III selon le scénario DEC (Négatep)

Les nouvelles tranches EPR de 1650 MW se substitueraient aux tranches actuelles (de 900 à 1450 MW) dont la puissance moyenne est de 1070 MW. Elles sont conçues pour être capables de produire près de 13 TWh par an, mais on peut penser que certaines d'entre elles seraient utilisées en semi-base, pour limiter le nombre de centrales à gaz de secours de l'éolien et répondre au pic de consommation d'hiver (voir Annexe 1). Avec une production moyenne de 11 TWh/an (facteur de charge 76 %), il faudrait environ 64 EPR (voir remontage final § F3.2) soit un nombre proche des 58 tranches existantes, et donc un rythme de construction de 2 EPR par an¹¹⁷.

Il faut noter que les EPR sont spécifiés au départ pour fonctionner au moins 60 ans. Ceci n'exclut pas qu'ils pourraient aller au-delà, dans la même démarche que celle qui vise à passer les tranches actuelles de 40 à 50 et/ou 60 ans, toujours sous réserve de validation par l'ASN.

Ces nouveaux réacteurs de III^o génération reposent, comme les réacteurs actuels, sur la fourniture d'uranium naturel enrichi¹¹⁸. Selon le développement de l'énergie nucléaire au niveau mondial, au même titre que celui d'appel aux combustibles fossiles, après l'épuisement des gisements les plus accessibles, ici d'uranium, l'augmentation des coûts pourrait perturber le marché, mais pas avant la fin du siècle¹¹⁹. La question de la mise en service de réacteurs de IV^o génération, avec surgénération, ne se pose donc pas dans l'objectif Négatep 2050. Le lancement d'une première centrale de démonstration avant un prototype industriel est à traiter dans un autre cadre. Il n'aura de toute façon qu'un impact insignifiant sur la vue d'ensemble Négatep 2050.

¹¹⁷ D'autres modèles, tels que l'ATMEA de puissance unitaire plus faible (environ 1200 MW) sont possibles, se répercutant seulement sur le nombre de tranches.

¹¹⁸ A souligner qu'avec la division par plus de 10 de la consommation d'énergie pour enrichir l'uranium, cette consommation propre à la filière, qui était l'une des critiques faite au nucléaire, est devenue négligeable (remplacement de la diffusion gazeuse par la centrifugation)

¹¹⁹ La dépendance vis-à-vis des importations est réelle, mais le stockage est, compte tenu des faibles volumes, aisé, infiniment moins onéreux que pour les hydrocarbures. De plus les sources ne sont pas, comme c'est le cas pour le pétrole, concentrées dans des pays instables.

F) Le remontage Négatep

F.1 Un objectif de coût minimum

Les sommes en jeu pour remplacer environ 90 Mtep/an (les trois quarts de 120, pour le facteur 4) de combustibles fossiles (essentiellement du pétrole et du gaz) sont considérables. Le scénario Négatep privilégie les voies les moins coûteuses, tout en prenant acte des engagements notamment européens, vis-à-vis des réductions de rejets de gaz carbonique, pris à ce jour par la France.

Dans les secteurs des usages fixes de l'énergie, le scénario écarte les solutions extrêmes d'économie d'énergie, très coûteuses dans l'habitat ancien, au bénéfice de solutions mixtes qui associent les économies d'énergie réalisables à moindre coût à l'occasion des travaux normaux d'entretien (« rénovation diffuse ») et une utilisation intelligente de l'électricité (pompes à chaleur et chauffage direct à l'électricité effaçable aux heures de pointe). Dans l'habitat nouveau, le scénario repose sur une architecture qui limite raisonnablement les besoins d'énergie, là aussi en veillant à limiter les surcoûts, en associant électricité et énergies renouvelables. Une approche pragmatique analogue, adaptée à des situations très variables, est espérée dans les autres secteurs (tertiaire, industrie). Dans tous ces secteurs, les technologies existent. Un « critère » de coût de la tep économisée devrait permettre d'écarter les solutions trop coûteuses. Ce critère pourrait ainsi s'énoncer : toute décision d'économie d'énergie fossile qui serait économiquement intéressante si le prix de l'énergie était de 1400 €/tep est une décision qui n'est pas trop coûteuse. Naturellement, on commencerait par les actions les moins coûteuses.

Dans le domaine du transport, il faut distinguer la maîtrise de la consommation, le développement des biocarburants et l'utilisation directe de l'électricité :

- Les progrès en matière de motorisations et le développement des transports en commun devraient permettre une diminution progressive des consommations. Mais il paraît indispensable d'aller plus loin, ce qui demandera une évolution dans les comportements, eux-mêmes très liés à l'organisation de la cité. Un critère économique n'a probablement pas grand sens dans ce domaine qui touche à de très nombreux domaines autres que l'énergie (aménagement du territoire, organisation de la cité, santé et lutte contre la pollution, etc....).

- Les carburants de deuxième génération, produits à partir des produits ligno-cellulosiques et avec un fort apport d'énergie non carbonée, remplaceront ceux de première génération. Ceci repose sur des programmes de recherche engagés pour déboucher sur des procédés industriels viables économiquement. On estime généralement que la tep de biocarburant reviendrait à un chiffre compris entre 1 300 et 1 400/tep¹²⁰ soit 1 100 €/Mm³, ce qui est cher, mais moins que l'hyper isolation de l'habitat ancien, alors qu'il n'y a pas tellement de moyens de remplacer le pétrole dans les transports.

- L'utilisation directe de l'électricité adaptée aux besoins urbains pourrait commencer, assez rapidement, avec des batteries assurant une autonomie courante proche de 100 à 150 km. Le développement de véhicules électriques « tous usages » bute encore sur le problème des batteries, en mettant le seuil d'autonomie vers 300 à 500 km. Ceci laisse une place importante pour les véhicules hybrides rechargeables, avec des autonomies de batteries d'environ 50 km. Le prix de l'électricité ne joue qu'un rôle minime, en revanche le surcoût d'investissement dans les

¹²⁰ Des avancées dans le développement de ces filières ont conduit à des baisses, d'environ 15 %, par rapport aux prévisions antérieures de Négatep,

batteries (une fourchette de 5 000 à 10 000 €) mettrait là aussi la tpe de pétrole économisée autour de 1 500 €. On notera aussi que le développement du véhicule électrique est très dépendant de l'installation de bornes de recharge, individuelles et collectives. Les pouvoirs publics et les collectivités locales ont un rôle essentiel à jouer dans ce domaine, en veillant là aussi à encourager le développement de pratiques qui minimisent les dépenses publiques.

L'utilisation directe de l'hydrogène, dans des piles à combustible embarquées, n'est pas retenu dans Négatep, compte tenu à la fois de son coût et de la difficulté de mise en place d'une logistique adaptée (cf. Annexe 2). L'hydrogène pourrait cependant bénéficier d'un effet de niche dans des cas particuliers (flottes d'entreprise par exemple).

F.2 Une approche progressive vers le facteur 4

Pour les usages fixes de l'énergie, les difficultés de mise en œuvre généralisée proviendront très globalement des problèmes logistiques et des constantes de temps très importantes, en particulier en ce qui concerne l'habitat et les habitudes de vie. Mais rien ne semble empêcher une mise en œuvre progressive, à un rythme qui dépendra effectivement du prix moyen de l'énergie, des aides publiques et des efforts de mobilisation de la profession. Les incitations devraient favoriser en premier les investissements d'efficacité CO₂ les plus rentables, afin d'obtenir une progressivité supportable économiquement et socialement et générer les moyens de progrès supplémentaires ultérieurs

Le scénario Négatep retient une période d'adaptation d'ici 2020, puis un rythme annuel régulier pour tous les usages fixes (par exemple entre 2020 et 2050 les rythmes annuels de 400 000 logements neufs, et aussi de 400 000 rénovations dans l'ancien, qui restent financièrement accessibles, donc en évitant les excès de super performances, qui par exemple conduisent à des temps de retour sur investissements au delà de 10 ans.

Pour les usages mobiles, qu'il s'agisse de maîtrise de la demande, ou du remplacement du pétrole par les biocarburants et l'électricité, le scénario Négatep retient un démarrage assez lent d'ici 2020. Compte tenu d'une part des constantes de temps très importantes liées au développement des transports en commun et d'autre part à la nécessité de progrès technico-économiques pour la consommation des véhicules, les biocarburants et les batteries¹²¹, le scénario retient un rythme plus rapide entre 2020 et 2050, permettant d'atteindre l'objectif visé.

En ce qui concerne la production d'électricité, il n'y a pas d'incertitude quant à la faisabilité technique et financière du développement du nucléaire. La programmation doit prendre en compte la durée de vie des centrales existantes, un rythme de développement industriel équilibré et l'acceptation par la société.

Pour l'éolien le coût reste encore un point de limitation,¹²² surtout celui « offshore », mais le problème majeur est celui de l'insertion dans le réseau d'une électricité qui doit faire face à des fluctuations difficiles à intégrer.

Le solaire photovoltaïque reste incertain. Bien que véritable intermittent, il serait un peu moins difficile à intégrer au réseau que l'éolien, car plus prévisible et pas en décalage total avec les besoins (s'il existe une certaine coïncidence en début de journée, il y a totale non concordance en fin de journée). Mais le blocage majeur vient de son coût, surtout sur le bâti. En dépit des baisses importantes

¹²¹ Il faut noter les fortes avancées en cours et potentielles des bornes de recharges rapides ou accélérées et les systèmes type « Range extender » pour faire face à l'extension d'autonomie;

¹²² En dehors de l'acceptabilité par les riverains, notamment la limite de distance des 500 mètres, qui devrait être augmentée, pour prendre en compte le gigantisme des nouvelles installations,

liées à l'industrialisation mondiale, le coût, surtout si l'on intègre le coût indirect de l'intermittence, reste hors gamme des autres sources d'électricité, sauf utilisations locales spécifiques (lieux isolés).

Pour les deux, un développement important imposerait le développement simultané des moyens de stockage de l'électricité, mais à ce jour aucune solution techniquement et financièrement supportable ne ressort. Les coûts associés, liés aux questions d'intermittence, doivent être ajoutés aux coûts propres des énergies concernées.

L'actuelle priorité d'accès au réseau et des prix garantis supérieurs à ceux du marché, en simple déversement d'une électricité non modulable, sans souplesse, devraient être remplacés par une astreinte de garantie de production (back up intégré), ou par une taxe destinée à l'hydraulique et au nucléaire (l'inverse de la CSPE actuelle)

Ceci joint avec l'arrêt des aides et obligations d'achat devrait limiter l'avenir des ces sources, en France métropolitaine, hormis quelques cas particuliers en sites isolées ou îles.

F3 Résultats principaux du remontage Négatep,

F.3.1 Energie finale

- La consommation d'énergie finale, partant de 149,2 en 2015, alors que la tendance conduisait à 200 Mtep, arrive selon Négatep à 119,5 Mtep, soit - 20 % par rapport à 2015, et - 29 % par habitant

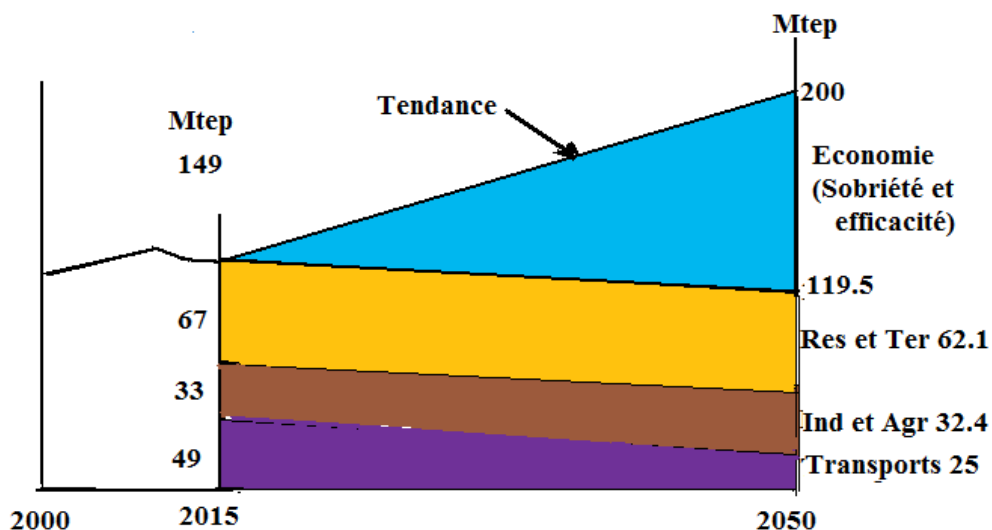


Figure 8 : Energies finales selon les postes de consommation

- La répartition par secteur de consommation et origine de l'énergie est indiquée dans le tableau 10 et sur les figures 9 et 10

	Elect	Biom chauf	Biocar.	Solaire, Géoth	Déch Biogaz	Gaz	Pétr.	Charb.	Total
R et T	38,6	8,5		10	1	4			62,1
I et A	11,4	2		2	1	10	1	5	32,4
Trans	8		10		2		5		25
Total	58	10,5	10	12	4	14	6	5	119,5

Tableau 11 : Négatep 2050 : énergies finales par source en Mtep et affectation aux différentes secteurs d'utilisations.

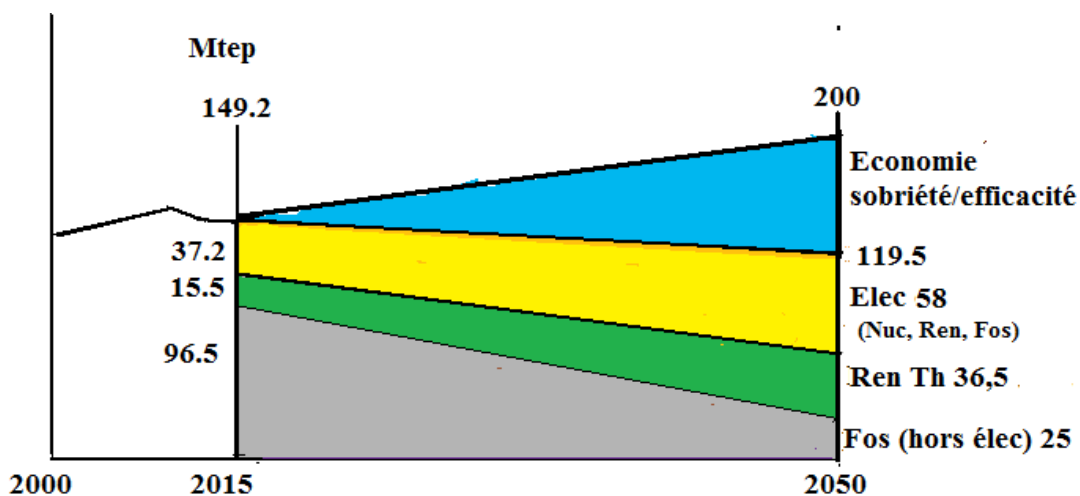


Figure 9 Energies finales par principaux postes de production

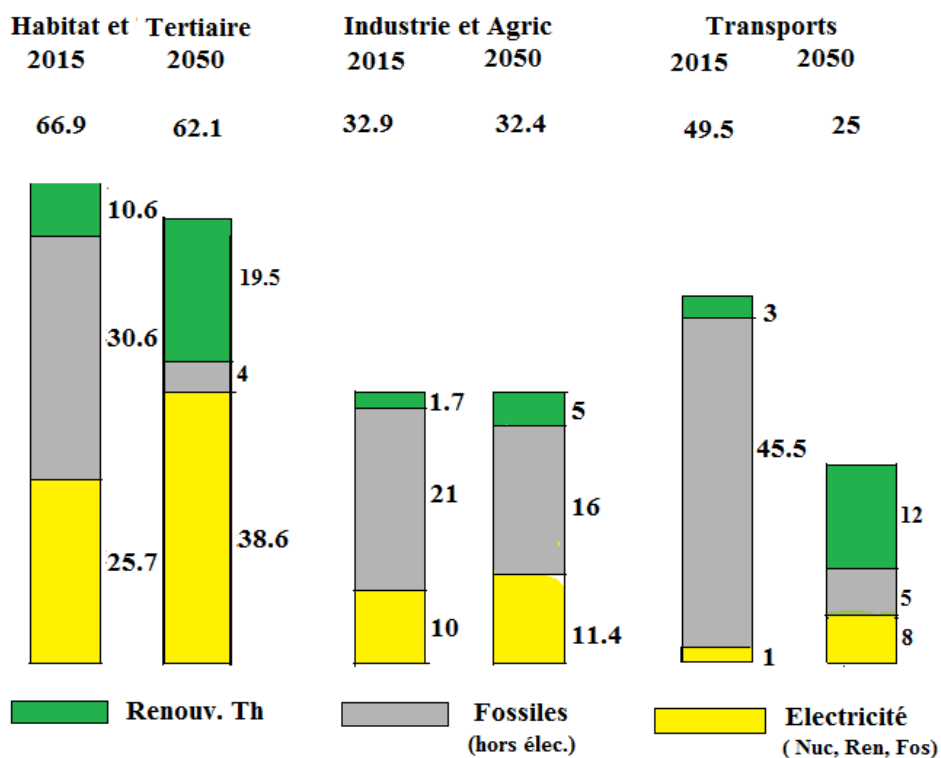


Figure 10 Répartition des sources d'énergie finale par famille de consommation

F.3.2 Electricité

Pour répondre aux besoins finaux d'électricité, mais aussi à ceux intermédiaires intervenant dans la production d'agro-carburants, la production d'électricité de Négatep est de 845 TWh, soit 49 % de plus qu'en 2015.

Ces besoins en production sont un peu supérieurs à ceux du scénario de référence (755 TWh), ce qui peut paraître paradoxal, alors que l'on insiste sur les économies d'énergie.

Cet écart positif de + 90 TWh s'explique par plusieurs facteurs:

- un développement important de la consommation d'électricité dans les usages fixes (chaleur et usages spécifiques), associé aux énergies renouvelables dans les secteurs résidentiel et tertiaire, et à des nouveaux procédés dans les industries fortement émettrices de CO₂.
- un développement très important de l'électricité dans les transports pour se substituer au pétrole directement (transports en commun électriques, véhicules tout électrique ou hybrides rechargeables).
- La production de biocarburant avec un procédé qui utilise au mieux la ressource biomasse

Cette évolution est une conséquence directe de l'objectif « facteur 4 », l'électricité étant, aux côtés des économies d'énergie et des énergies renouvelables surtout thermiques, le troisième moyen de limiter les besoins de combustibles fossiles.

Pour ne pas contribuer fortement aux rejets de CO₂, l'électricité doit être produite avec des énergies non carbonées (énergie nucléaire et énergies renouvelables), ou décarbonées (combustibles fossiles avec séquestration du CO₂)

- Le nucléaire produit aujourd'hui près de 80 % de l'électricité française, dans des conditions économiques favorables et assurant une indépendance énergétique essentielle. Cette proportion pourrait être avantageusement conservée, avec le maintien de son acceptation par la société. Les rejets supplémentaires annuels seraient de 450 Mt de gaz carbonique si l'électricité était produite par du charbon ou 210 Mt, si elle était produite à partir du gaz avec cycle combiné.

- Le charbon avec séquestration du CO₂ (CSC) est une des voies envisagées dans le rapport de la MIES sur le facteur 4¹²³. Mais il faut avoir conscience que la capture et le stockage du CO₂ ne couvrent qu'environ les 3/4 du CO₂ émis¹²⁴. Autrement dit, même si cette solution débouche sur le plan industriel et est acceptée par la société, la production de 45 à 50 Mtep d'électricité avec du charbon et séquestration du CO₂ aurait pour conséquence de doubler voire davantage, les émissions de CO₂ en 2050 dues à la production d'électricité. La CSC n'est en conséquence, pas retenue pour Négatep.

F 3.2.1 Répartition Négatep de la production électrique

	2015	2050 Négatep en TWh	2050 Négatep primaire en Mtep	2050 Négatep Pi en GW
Nucléaire	437 TWh	688 TWh	179 Mtep	100 GW
Hydraulique	60,9 TWh	70 TWh	6 Mtep	22 GW
Thermique fossiles	41,3 TWh	20 TWh	4,4 Mtep	20 GW
Déchets	5 TWh	11 TWh	1 Mtep	3 GW
Eolien	21,3 TWh	45 TWh	3,9Mtep	18 GW
Photovoltaïque	7,3 TWh	11 TWh	0,9 Mtep	10 GW
Total	573 TWh	845 TWh ¹²⁵	195 Mtep	173 GW

Tableau 12 Productions électriques annuelles et puissances installées par origine

¹²³ Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, *La division par 4 des émissions de CO₂ d'ici 2050* (2004)

¹²⁴ L'énergie dépensée pour le transport du charbon, puis du CO₂ (environ 10 %) rejetée du CO₂ non capturé, la capture du CO₂ augmente d'environ 25 % l'énergie dépensée par kWh, et les pertes au cours de la capture peuvent être estimées à 10 % si on ne veut pas que les procédés soit trop coûteux.

¹²⁵ Pour l'électricité le passage de l'énergie finale à l'énergie primaire tient compte, des pertes en ligne et de la consommation des auxiliaires. Il faut noter que contrairement à l'année 2015, le bilan export /import est supposé équilibré sur l'année moyenne.

F.3.2.2 Electricité et besoins variables de puissance

Le scénario Négatep suppose une augmentation de 75 % de la consommation d'électricité passant de 436 TWh en 2015, à 762 TWh en 2050 (y compris la consommation intermédiaire pour l'élaboration des biocarburants).

Si le bilan énergétique global production/consommation annuel est équilibré, comme vu ci-dessus, qu'en est-il à chaque moment de l'année ? L'analyse globale ne doit pas se borner à équilibrer les quantités d'énergie produites et consommées. Elle doit être complétée par celle de la puissance, non pas une puissance moyenne, mais celle instantanée, car l'électricité ne se stocke pas, au moins à grande échelle. Nous abordons ce sujet en annexe 1.

En résumé, la forte augmentation de la consommation électrique prévue dans Négatep, dont celle liée au chauffage et à la mobilité, jointe à l'arrivée de nouvelles sources de production d'électricité intermittentes (ou fluctuantes) sont compatibles avec la continuité du suivi réseau dans la mesure où ces dernières sont restées limitées en puissance installée à 28 GW, soit 12 % du total installé.

Ceci suppose toutefois, un élargissement de la variabilité de puissance demandée au nucléaire¹²⁶ et un rôle spécifique dévolu au gaz pour suivre au plus près les fluctuations de l'éolien et également répondre aux besoins momentanés lors des pointes de puissance hivernales

F.3.3 Fournitures, ressources d'énergie primaire, transition 2015/2050

	Emploi direct Mtep		Electricité TWh	
	2015	2050	2015	2050
Charbon	6,4	5	8,7	0
Pétrole	64,2	6	3,2	0
Gaz	31,2	14	22	20
Nucléaire			437	688
Renouvelables	17,4	36,5	97,4	137
Total	119,2	61,5	568	845

Tableau 13 : Ressources primaires 2015/2050 par source

La baisse de l'emploi des sources fossiles de 79,9 Mtep (109,3 – 29,4 ; division par 3,7) est compensée par un accroissement des renouvelables thermiques et déchets de 19,1 Mtep (multiplication par 2,1) et par un accroissement de l'électricité décarbonée au total de 290,6 TWh (multiplication par 1,55), avec + 251 TWh nucléaire (multiplication par 1,57) et + 39,6 TWh en renouvelables (multiplication par 1,4)

F.3.4 Combustibles fossiles et rejets de gaz carbonique

La répartition de consommation de combustibles fossiles entre les différents secteurs et le bilan CO₂ associé sont donnés dans le tableau 12.

	Charbon (Mtep)	Pétrole (Mtep)	Gaz (Mtep)	Total
Résidentiel et tertiaire			4	4 Mtep

¹²⁶ Cet ajout, même limité, de renouvelables intermittents a des répercussions sur le bilan économique du parc nucléaire. L'effacement du nucléaire, lors des pointes des ENR, a ainsi été estimé entre 4 à 8 €/MWh. Ce chiffre entre dans le total des 40 à 50 €/MWh du coût « caché » des renouvelables (voir document : « Négatep : réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ? »)

Industrie et agriculture	5	1	10	16 Mtep
Transports		5		5 Mtep
Production d'électricité			4,4 (20 TWh)	4,4 Mtep
Total	5	6	18,4	29,4 Mtep
CO2 en Mt	21,3	19,5	50	91

Tableau 14 : Negatep 2050 : énergies fossiles en Mtep et rejets CO2 en Mt par secteur

Le remontage du scénario Négatep donne une division par 3,8 des rejets de CO2 par rapport à l'année 2015, soit 4,4 par rapport à 1990¹²⁷

G L'approche économique : le coût de la transition énergétique

La réduction des rejets de gaz carbonique dans le scénario Négatep repose sur :

- des économies d'énergie : sobriété et efficacité.
- un fort accroissement de l'appel à des sources alternatives d'énergies décarbonées pour remplacer en grande partie les combustibles fossiles, soit:
 - Les renouvelables sources de chaleur
 - L'électricité issue du nucléaire et, dans une moindre mesure des renouvelables
 - Les biocarburants pour la mobilité

L'appellation « économies d'énergies » fait de suite penser à moins de dépenses, notamment en achat de combustibles fossiles et en particulier réduction de **notre facture annuelle qui était de 51.6 G€, en 2015¹²⁸**.

Mais en de nombreux cas, faire des économies d'énergie peut coûter très cher en investissements qu'il faut rembourser, et parfois le retour sur investissement peut ne jamais arriver.

De même faire appel à des sources d'énergies dont l'équivalent combustible est gratuit¹²⁹, comme le vent, le soleil, n'est pas systématiquement économiquement positif car, là aussi, il faut rembourser les investissements souvent considérables (moyens de production, transport de l'électricité, adaptation à la demande) pour de faibles taux d'utilisation, sans oublier la maintenance (notamment celles des installations marines).

En prenant en compte ces dépenses nouvelles ou évitées, l'étude¹³⁰, dont les principales hypothèses sont rappelées dans l'Annexe 4, fait une première approche économique simplifiée du scénario Négatep comparée

- au statu quo : pas de changement, même production totale et par poste, par habitant, d'où un accroissement global de 13 % correspondant à celui de la population.
- à la tendance dans une semi continuité hors crise, souvent appelée Business as usual)

¹²⁷ Entre 1990 et 2015, les rejets de gaz à effet de serre ont été réduits de 16 % en France

¹²⁸ En forte baisse par rapport à 2014, lorsqu'elle était de 69,4 G€ Baisse associée à celle du baril de 80 à 40 \$

¹²⁹ A la limite, les combustibles fossiles sont eux aussi gratuits, tant qu'on ne les exploite pas. Les ENR n'ont qu'un seul avantage, c'est d'être disponibles sur notre territoire

¹³⁰ Voir sur site SLC www.sauvonsleclimat.org

”Négatep : réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ?

	Statu quo en G€	Tendance. en G€	Négatep en G€
Isolation habitat	355	426	765
Renouvelables chaleur (hors combustibles)	50	140	375
Déplacements	20	140	623
Electricité nucléaire (dont combustible)	618	720	848
Electricité intermittent	0	0	115
Electricité reg hors nuc	112	99	104
Réseau élec.	6	20	20
Combustibles biomasse	277	303	480
Combustibles fossiles	3 650	4 305	1 774
Total	5 088	6 153	5 104

Tableau 15. Dépenses cumulées sur 35 ans en G€, par grands postes

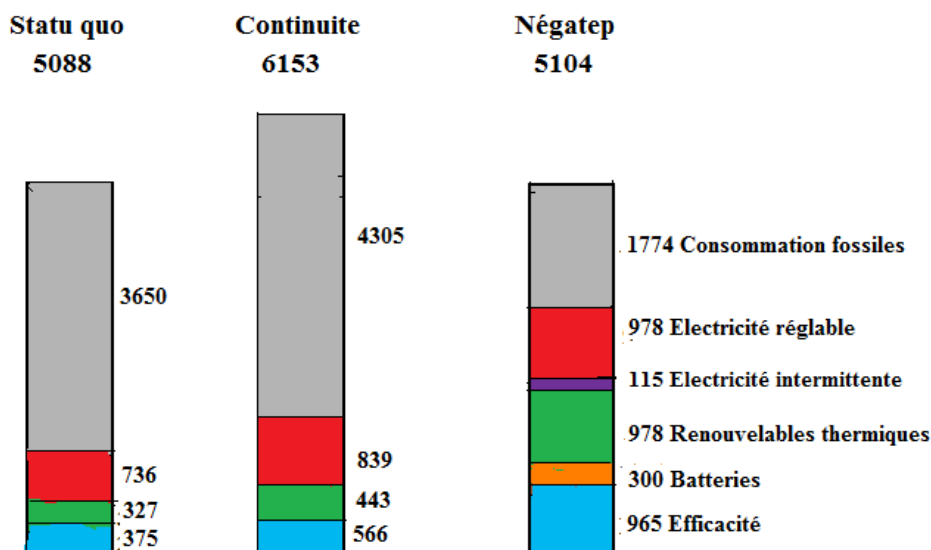


Figure 11 Répartition des postes de dépenses cumulées (Investissement et Fonctionnement) évaluées, sur une période de 35 ans (2015/2050), selon 3 horizons différents, en G€

L'ensemble des dépenses cumulées sur 35 ans d'ici 2050 du scénario Négatep se révèle, à seulement environ 0.3 % près, du même ordre de grandeur que celles qui maintiendraient strictement la situation énergétique actuelle, en s'ajustant simplement à l'accroissement de population de + 13 %, hors institution de taxe carbone.

En moyenne par année, le total des dépenses passe de 145,4 G€, pour le statu quo, à 145,8 G€ pour Négatep, un écart insignifiant de 0,4 G€ pour répondre à l'objectif du facteur 4.

L'accroissement des dépenses pour notamment améliorer l'efficacité, comme l'isolation des logements et celles destinées à remplacer le pétrole par des bio carburants et de l'électricité, s'avère contre balancées par la baisse de la facture d'achat des combustibles fossiles¹³¹.

Il n'y aurait même pas besoin de taxe carbone pour réussir le facteur 4

A dépenses sensiblement identiques, ceci se traduit par une baisse des rejets de gaz carbonique qui seraient divisés d'ici 2050 par 3,8. Ce sont, ainsi ramenés à la période de 35 ans de la transition (2015 à 2050), 4427 Millions de tonnes de gaz carbonique qui ne sont pas rejetées, soit une moyenne de 126,5 millions de tonnes par an.

Avec une taxe carbone, par exemple à 50 €/tonne de CO₂, l'écart insignifiant défavorable de 0.3 G€ par an, deviendrait favorable (positif) de 6 G€/an

Par rapport au scénario tendance/continuité, les dépenses de Négatep sont inférieures de 1 052 G€, soit 30 G€/an, hors toute taxe gaz carbonique. Avec une taxe gaz carbonique, à 50 €/tonne de CO₂, l'écart annuel moyen serait de 39,7 G€.par an

H) Discussion

Négatep est un scénario, il n'est pas une prédiction. Il repose cependant sur un certain nombre d'hypothèses a priori raisonnables, mais qui peuvent ne pas se confirmer, tant dans les domaines économiques que sociétaux et technologiques.

Dans le domaine économique, les sommes en jeu sont considérables : il s'agit de remplacer 90 Mtep/an de pétrole et de gaz, émetteurs de CO₂, par des économies d'énergie et des énergies non carbonées. En tablant sur un prix moyen sur la période 2015 – 2050 de ces énergies (incluant le prix du CO₂) de 1 000 €/tep¹³², il faut, d'ici 2050, avoir réussi à transférer 90 milliards € par an, des industries pétrolières et gazières vers les nouveaux secteurs d'activité. On conçoit que la plus grande incertitude règne sur la capacité de notre société à gérer une telle transition. Et ceci d'autant plus que la France n'est pas seule au monde et que les mesures à prendre doivent s'intégrer dans le contexte européen et mondial. Quoi qu'il en soit, il est essentiel de rechercher systématiquement les voies les plus économiques. Le refus du développement des usages de l'électricité, tel que manifesté par le Grenelle de l'environnement, contre toute logique économique, entraînerait un surcoût pour la collectivité, dont l'ordre de grandeur pourrait être, dans l'habitat, de 10 000 € pour économiser 1 tep/an supplémentaire, soit 100 milliards € pour réduire la consommation de combustibles fossiles de 10 Mtep.

Le domaine sociétal est porteur d'incertitudes majeures : comment persuader les citoyens électeurs qu'il faut accepter aujourd'hui une taxe carbone pour mieux anticiper les hausses futures de prix des énergies fossiles ? Comment les inciter à investir pour réduire leurs consommations, à modifier leurs comportements ? Comment les convaincre que les risques liés à l'énergie nucléaire sont bien maîtrisés et moindres (toutes les études le prouvent) que ceux liés à la même production d'électricité avec du charbon, du pétrole ou du gaz. Les avantages du nucléaire dépassent largement ses inconvénients y compris quand on le compare aux énergies fossiles.

Le domaine technologique est lui aussi porteur d'incertitudes : les batteries permettront-elles le développement de la mobilité ? Les procédés de synthèse de biocarburants liquides ou gazeux seront-

¹³¹ Voir le détail des hypothèses de l'étude économique, qui se base sur un coût unitaire des combustibles fossiles qui, partant d'un niveau particulièrement bas en 2015, est supposé augmenter d'un facteur proche de 2 d'ici 2050, résultat final, coût unitaire multiplié par 2, mais nombre d'unités divisé par 4.

¹³² Correspondant par exemple pour le pétrole à 100 €/bl et 100 €/t CO₂

ils abordables ? L'éolien offshore et le solaire photovoltaïque deviendront ils des sources majeures d'électricité ? Arrivera-t- on à développer des moyens de stockage de l'électricité plus efficaces et économiques que ceux d'aujourd'hui ? C'est pourtant un passage obligé pour que le développement des énergies intermittentes ne soit pas un échec. La plupart de ces questions justifient des efforts majeurs de recherche et développement, tant en France qu'au niveau européen. Mais on dispose d'ores et déjà, pour la plupart des usages fixes de l'énergie et pour la production d'électricité, des technologies nécessaires pour atteindre le facteur 4.

En résumé

Les consommations de combustibles fossiles pour les besoins en énergie primaire approchent les 120 Mtep actuellement. Ils atteindraient facilement 160 Mtep en 2050 si l'on continuait sur les errements actuels, les rejets de CO₂ suivant la même tendance.

Pour diviser par environ 4 ces rejets de CO₂ par rapport à aujourd'hui, et dépasser le facteur 4, par rapport à l'année de référence 1990, il faut :

- *Pratiquement supprimer le pétrole et le gaz dans le résidentiel et le tertiaire. Les moyens existent, en combinant une meilleure isolation, les énergies renouvelables chaleur et l'électricité, le problème majeur étant de les financer.*
- *Réduire très fortement le pétrole pour les transports. Il s'agit là d'une double révolution : repenser la mobilité (transports en commun, fret) et remplacer le pétrole par l'électricité, directement et au travers de biocarburants.*
- *Limiter sérieusement les combustibles fossiles dans l'industrie. Ceci implique notamment des modifications de procédés (et donc des investissements lourds).*
- *Ne pas augmenter la part déjà très faible des énergies fossiles, y compris du gaz, dans la production d'électricité. Ceci est possible à deux conditions : limiter les pointes de consommation et plafonner les électricités intermittentes (au moins tant que des moyens de stockage de l'électricité n'auront pas été développés).*

Globalement, ceci se traduit par quatre évolutions majeures:

- *Une diminution globale de la demande de 20 % (- 29 % par habitant) par rapport à aujourd'hui, alors que la poursuite de la tendance conduirait à une augmentation de 33 %, soit 50 % par habitant.*
- *Une division par 4 environ des combustibles fossiles.*
- *Un fort accroissement des énergies renouvelables thermiques, multipliées par 3, dont celles liées à la biomasse*
- *Un fort accroissement de l'électricité décarbonée, (+ 55 %) sous ses deux formes : les renouvelables (+45 %) et le nucléaire (+ 57 %).*

La progression des renouvelables électriques est limitée, car pour l'hydraulique, la première actuelle d'entre elles, tout a déjà été pratiquement fait, et les nouvelles renouvelables butent sur l'obstacle de leurs variabilités.

L'électricité nucléaire est un terme d'ajustement en plus ou en moins autour de cette valeur moyenne.

Il est constaté que tout scénario massivement renouvelable exigera des investissements considérables, en particulier dans le secteur électrique avec des puissances installées trois à quatre fois supérieures à la puissance de pointe appelée, sans gain notable sur les émissions de CO₂ dans notre pays

SIGLES

BAU : « business as usual », évolution dans la continuité
Bl : baril de pétrole (Un baril = 5,7 GJ)
CAPEX : charges annuelles d'amortissement de l'investissement
CCCG : centrales à gaz à cycle combiné
COP : coefficient de performance d'une pompe à chaleur
CSC : capture et stockage du CO₂
CTL : Coal to liquid
DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières
DNTE : Débat National sur la Transition Energétique
ECS : Eau Chaude Sanitaire
ENR : Energies Renouvelables
GTL : Gas to Liquid
GW et unités de puissance (MW, kW)
GWe et unités dérivées : puissance électrique
GWi : puissance installée
GWh et unités d'énergie (MWh, kWh)
GWhe et unités dérivées : énergie électrique
MSI : Mise en Service Industrielle
NRC : Nuclear Energy Commission (organisme de sûreté américain)
OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
OPEX : charges annuelles d'exploitation
PàC : piles à combustible ou pompes à chaleur (selon contexte)
PCI : pouvoir calorifique inférieur
SER : Syndicat des Energies Renouvelables
SLC : Sauvons le Climat (voir www.sauvonsleclimat.org)
STEP : station de transfert d'énergie par pompage
TAC : turbines à combustion
Tep : tonne équivalent pétrole (1 tep = 41,86 GJ)

REFERENCES

- Chiffres clés de l'énergie, Édition 2015 du Commissariat au développement durable
- Scénario de référence SR2008 » de la DGEMP
- ADEME Chiffres clés du bâtiment, édition 2013
- Orselli – Rapport n° 004834-01 au Conseil Général des Ponts et Chaussées « Les économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments » (février 2008)

- P. Bacher – « L’interdiction des lampes basse consommation : une fausse bonne idée » - TechnAgora (23 juillet 2009)
- B. Jarry «*Rapport du groupe de travail sur les biocarburants* » (2008) de l’Académie des technologies.
- « Vecteurs d’énergie » - rapport de l’Académie des technologies (novembre 2011)
- « Les énergies renouvelables, Etat des lieux et perspectives » par C. Acket et Jacques Vaillant ; Editions Technip 2016 (2011 actualisée et enrichie)
- P. Mathis – « La biomasse, filière d’avenir ? Editions Quae 2013)
- Le Nucléaire et la Planète, 10 clés pour comprendre » - F. Sorin (*édition Grancher – 2009*)
- « Road map 2050 : a practical guide to a prosperous, low carbon Europe – *European Climate Foundation – www.roadmap2050.eu*
- “ Electricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables” H. Flocard, Jean-Pierre Pervès, Jean-Paul Hulot (*Techniques de l’Ingénieur*) – à paraître (2014)
- www.hprevot.fr - « *Effet de serre, indépendance énergétique – facteur 3 en 30 ans* »
- http://www.ufe-electricite.fr/IMG/pdf/ufe_etude_1_.pdf
- « Le Nucléaire et la Planète, 10 clés pour comprendre » - F. Sorin (*édition Grancher – 2009*)
- Mission Interministérielle de l’Effet de Serre, *La division par 4 des émissions de CO2 d’ici 2050* (2004)

Annexe 1 : Electricité et équilibre réseau

Le scénario Négatep suppose une forte augmentation de la consommation finale d'électricité, qui pratiquement double, en passant de 436 TWh en 2015 à 722 TWh en 2050 .

Pour répondre à ce besoin global, la production brute de 845 TWh se répartit entre :

- Nucléaire	688 TWh (437 en 2015, soit x 1,57)
- Energies renouvelables	137 TWh (94,5 en 2015, soit x 1,45)
- Fossiles (gaz en 2050)	20 TWh (41,3 en 2015, baisse facteur 2)

Le bilan énergétique global annuel est en théorie équilibré, et suppose un bilan import/export équilibré sur l'année¹³³. Mais qu'en est-il à chaque moment de l'année, voire de la journée ?

L'analyse globale énergie doit être complétée par celle de la puissance, non pas une puissance moyenne, mais celle instantanée, car l'électricité ne se stocke pas, au moins à grande échelle.

La question de l'équilibre réseau n'est pas nouvelle et est à ce jour évidemment résolue.

Si toutes les données de consommation et de production évoluaient en similitude, par exemple multiplication par 1,65, la question ne se poserait pas en termes nouveaux, nous aurions une simple homothétie de toutes les courbes puissances en fonction du temps et il n'y aurait pas de changement significatif.

Mais ceci n'est pas le cas, car ni l'hydraulique, ni les fossiles ne peuvent fortement augmenter, l'hydraulique faute d'équipements nouveaux significatifs et les fossiles pour ne pas accroître les rejets de gaz carbonique, qui bien que déjà faibles, devraient encore un peu baisser¹³⁴. **A ces premières limites, s'ajoute un élément fortement perturbateur : la présence de plus en plus significative des nouvelles électricités renouvelables (ENR) intermittentes (solaire) ou fortement fluctuantes (éolien).**

C'est dans ce nouveau contexte, après avoir fait le point de la situation actuelle des variations de consommation électrique, que nous examinerons pour Negatep 2050, la gestion des écarts dits saisonniers, hiver/été associés à la place de l'électricité dans le chauffage et ensuite la prise en compte des variations des ENRi.

Situation actuelle : les variations des besoins en consommation électrique

Ces besoins varient en permanence. Globalement, il faut distinguer les grandes variations saisonnières et les variations journalières.

Les premières (les saisonnières) s'étalent sur plusieurs mois et peuvent se mesurer en variations mensuelles ou mieux hebdomadaires, comme le montre la figure An1.1

¹³³ Différence par rapport à l'année 2015, où le bilan était positif de 64 TWh

¹³⁴ « Un peu baisser seulement », car ce n'est pas dans ce poste que se fera la réduction significative des rejets de gaz carbonique, puisque le point de départ est déjà en grande partie satisfaisant avec la sortie déjà faite du charbon remplacé par le nucléaire

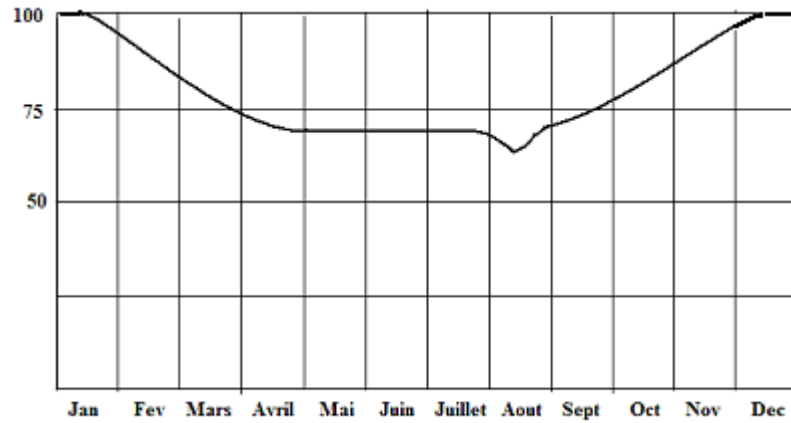


Figure An1.1 : Evolution¹³⁵ relative de l'énergie appelée par semaine (base 100 pour le maximum début janvier)

Partant d'un indice 100 en janvier, la consommation hebdomadaire descend progressivement à 70 au mois de mai, pour remonter de ce même 70 en septembre, à 100 en décembre. Une seule petite particularité est à noter : le petit creux de début août qui correspond au maximum de la grande pause estivale y compris industrielle.

Les secondes variations (les journalières) sont, en valeurs relatives, sensiblement du même ordre de grandeur autour de la moyenne, mais elles sont très rapides, avec des vitesses de variations proches de 10 %/heure, comme le montre la figure An1.2, pour deux journées : une journée moyenne en plein hiver et l'autre en saison sans chauffage.

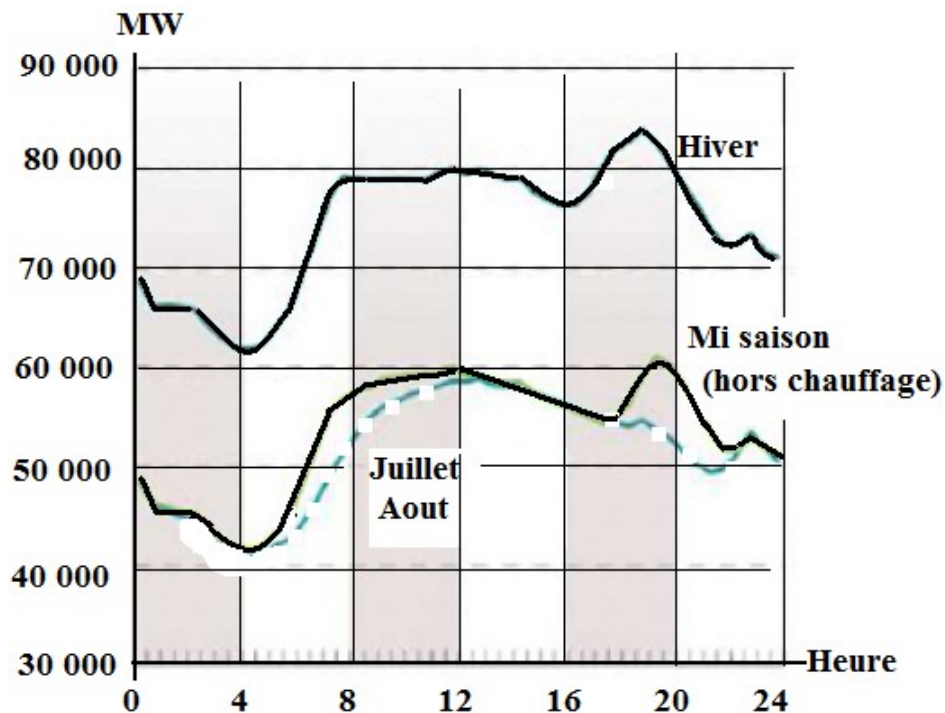


Figure An1.2 : variations journalières de puissance électrique en MW, pour 3 jours ouvrés types : Plein hiver, milieu année sans besoin chauffage, et enfin vacances annuelles d'été

¹³⁵ Moyenne sur plusieurs années autour de 2008

Lors d'un jour ouvré, à partir d'un point bas de consommation vers 4 h du matin, la puissance augmente de 16 000 MW entre 5 h. et 8 à 9 h (variation seulement un peu plus accentuée en hiver qu'en été). Après une petite baisse en cours d'après midi, un second maximum est atteint vers 18h/19h, appelé communément « pic de consommation ». Ce pic caractérise le retour généralisé des familles dans les foyers (éclairage de chaque pièce, préparation repas, l'audio visuel dont les écrans plats, consoles de jeux...). Ce pic se retrouve aussi en mi saison lorsque le chauffage est inexistant, seulement un peu atténué (très faible écart lié au chauffage). Il disparaît en plein été, car le mode de vie change complètement du fait des vacances scolaires et de l'étalement de la vie familiale en soirée. Il faut noter le « petit pic » qui apparaît vers 22.30 h. il est lié à la mise en service des cumulus électrique fonctionnant automatiquement sur les heures de nuit.

On retrouve sur cette figure An1.2 donnant la puissance journalière, le décalage hiver/ été déjà vu au niveau hebdomadaire sur la figure An1.1. Chaque courbe journalière est une quasi image de l'autre translatée de 20 000, écart que l'on retrouve sur les minis, les maxi et la moyenne.

Cette valeur mesurée d'environ 20 000 MW, se retrouve par le calcul à partir du bilan global de la consommation chauffage électrique annuelle de 80 TWh (45 pour l'habitat + 35 pour le tertiaire) et de l'analyse de la courbe des besoins moyens en fonction du mois de l'année (figure An1.3).

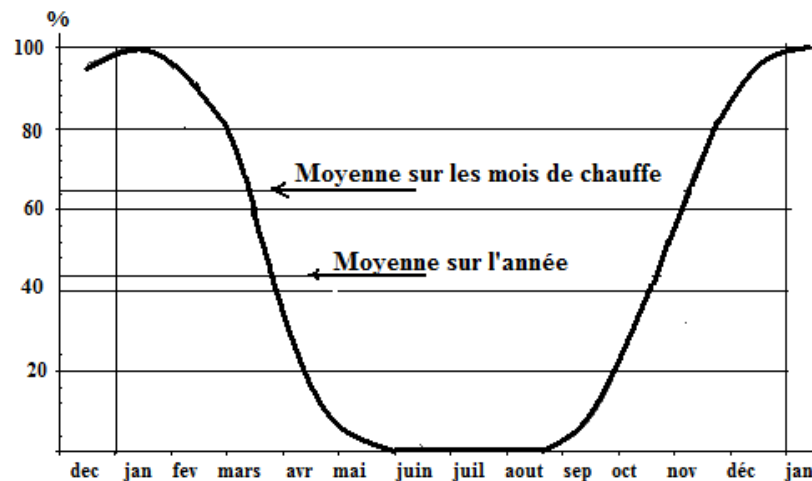


Figure An1.3 Variation relative des besoins de chauffage

Courbe quasiment immuable, qui peut simplement se décaler ponctuellement d'une ou deux semaines selon les années

Ce maximum de 20 000 MW, peut être dépassé et approcher les 30 000 MW pendant quelques dizaines d'heures en cours d'année par très grand froid.¹³⁶

Mais heureusement ces variations des besoins en puissance électrique sont assez prévisibles, notamment à 24 heures près (la veille pour le lendemain). Les incertitudes sur les estimations de puissance appelées en consommation ne sont ainsi que d'environ 2 %.

Cette bonne prévision permet de préparer le programme de fonctionnement des différents producteurs d'électricité. Ces producteurs pourront ajuster leurs puissances en fonction du programme et assurer ainsi, moyennant aussi quelques automatismes, en permanence l'équilibre entre la consommation et la production.

¹³⁶ On compte alors 2 GW par °C supplémentaire de baisse de température ; il faut noter qu'une partie de cette demande provient de chauffages d'appoint mis en route dans des logements souvent mal isolés, chauffés au fioul, au gaz ou au bois, et donc n'est qu'en partie imputable au chauffage de base électrique.

Pour faire face aux besoins en 2015 la puissance installée en France de 123 GW, se détaille en nucléaire : 63,3 GW ; hydraulique : 21 GW ; thermique fossiles : 21,8 GW ; éolien : 1,4 GW, photovoltaïque 6,5 GW.

De ces producteurs, c'est l'hydraulique qui assure la plus grande part de la modulation journalière de puissance (variable selon les journées, en moyenne au voisinage de 5 GW, mais qui peut atteindre 10 GW). Les autres producteurs : nucléaire et combustibles fossiles, comme le bilan export/import participent, mais à un degré moindre, chacun pour environ en moyenne 4 GW à la modulation journalière de puissance.

L'éolien et le photovoltaïque ne participent pas à cet ajustement de puissance, mais au contraire, viennent le perturber, avec des puissances réelles qui peuvent varier entre 14 (en milieu de journée, plein soleil et fort vent) et 0,5 GW (en fin de journée, pas de soleil, et faible vent, alors que les besoins sont au maximum). Le passage de l'un à l'autre, soit une variation de 13,5 GW pouvant se faire en quelques heures.

Notas :

a) Les variations de charge du nucléaire portent essentiellement sur des baisses de charge la nuit et les week-ends, ainsi que des arrêts courts les WE et jours fériés. Ceci se traduit dans la mesure du coefficient d'utilisation K_u . A ce jour, le K_u moyen de 0,94 reflète les situations où la puissance est volontairement baissée, du fait des besoins réduits du réseau.

b) La production réelle du nucléaire prend en compte un « coefficient de production » : k_p . Celui-ci est le produit de k_u , vu ci-dessus, et de k_d coefficient de disponibilité. Ce dernier est affecté par les arrêts suite à des incidents, et par les arrêts programmés pour travaux et pour les rechargements de combustibles.

c) La gestion du nucléaire privilégie en théorie les arrêts de tranche hors période hivernale. Ceci conduit par exemple actuellement (hors travaux exceptionnels, inspections des 10 ans) à ne prévoir qu'un ou deux arrêts en hiver, pour en faire jusqu'à treize ou quatorze hors hiver (tout en maintenant une priorité de fonctionnement en été pour des tranches en bord de mer). Cet écart de gestion des arrêts de 12 tranches sur un total de 58, correspond à une variation de capacité de 20 %, soit 12 600 MW, couvrant en partie l'écart de 22 000 MW des besoins chauffage. La différence est obtenue par les centrales fossiles, qui actuellement sont aussi utilisées toute l'année (donc affectées en partie seulement au chauffage électrique) et par l'hydraulique, hors STEP (puisque celles-ci concernent essentiellement l'ajustement journalier), donc celle de lacs (9 300 MW) et celle des éclusées (4 300 MW).

Négatep 2050 : saisonnalité et chauffage électrique

Le total électricité de l'ensemble résidentiel et tertiaire est de 38,6 Mtep (450 TWh). Si on retire environ 295 TWh, pour les autres usages de l'électricité (Electricité spécifique + ECS, + Cuisson) il reste 155 TWh, pour le chauffage, soit un peu moins du double (x 1,94) de la situation 2015.

L'écart saisonnier actuellement d'environ 20 GW, pourrait ainsi approcher les 40 GW

Cet écart été/hiver serait couvert par :

- les 3 GW de déchets et biomasse. Il est retenu que la production annuelle de 11 TWh est concentrée sur les seuls mois d'hiver
- les 20 GW des centrales à gaz, en notant que ces centrales gaz seraient opérationnelles toutes l'année, pour faire face aux variations rapides de l'éolien et du photovoltaïque
- le nucléaire, pour environ 17 GW. Cette valeur de 17 GW, soit 17 % de la puissance installée de 100 000 MW, devrait être obtenue, en moyenne, pour au moins moitié dans la gestion des arrêts de

tranche actuelle décrite ci-dessus, et pour le reste par une baisse de charge de suivi de consommation¹³⁷.

- un complément hydraulique (lacs et éclusées)

Négatep2050, prise en compte des fluctuations ENR pour les variations journalières :

L'arrivée de nouveaux systèmes productifs renouvelables (ENR) dont les puissances mises sur le réseau ne peuvent être réglées en fonction des besoins (fonctionnement dit « en déversoir ») et qui sont en outre très variables et aléatoires, va accentuer le besoin de modulation des autres producteurs d'électricité, si on veut éviter les interruptions ou les excédents de fourniture.

Lorsque ces ENR ne répondent pas à des besoins supplémentaires de puissance, mais permettent au moins momentanément de réduire la part de combustible fossile brûlée (cas typique de l'Allemagne et non de la France), indépendamment du surcoût, l'effet est bénéfique : les rejets de gaz carbonique sont réduits.

Par contre, s'il s'agit de répondre à des besoins supplémentaires, il faut, à côté des ENR, disposer de moyens de production flexibles, ce qui conduit en général à investir en centrales au gaz, d'où un accroissement des rejets de gaz carbonique.

Ce résultat est à l'opposé de l'objectif de Négatep, d'où nécessité d'examiner ce sujet, **puisque la France, pays déjà décarboné pour la production d'électricité, n'a pas besoin de ces compléments de production en ENRi, pour réduire ses rejets de gaz carbonique.**

Négatep a retenu de limiter, à 45 TWh d'éolien et 11 TWh de photovoltaïque, soit au total en ENRi, un peu moins de 7 % du total des 845 TWh de la production électrique en 2050.

Mesurée en énergie produite, cette proportion apparaît d'un poids relativement faible et ceci pourrait conduire à conclure que la situation est peu modifiée, gérable. En fait c'est l'aspect puissance qui prend toute son importance et doit être regardé, **car avec 28 GW d'EnRi installés, elle dépasse 16 % de la puissance totale, toutes sources installées, et la gestion n'est pas évidente et est proche de ses limites.**

- Les 11 TWh de photovoltaïque correspondent à une puissance installée (dite de crête Pc) de 10 GW. Vue la dispersion géographique, la puissance installée ne devrait jamais être atteinte en production réelle produite, au même moment, et le maximum devrait se caler vers 9 GW. Les variations courantes journalières de puissance de 9 GW, en hausse ou baisse (les plus rapides à 6 000 MW/heure¹³⁸) s'étaleront sur 1h30 en hiver et 4 heures en été. Elles sont relativement prévisibles. Avec un pic de production atteint en milieu de journée, la contribution du PV à la consommation est décalée de 2 à 3 heures chaque matinée¹³⁹. Toutefois, un ajustement de la production hydraulique de 5 à 6 GW devrait permettre d'éviter tout stockage d'électricité. Les 10 GWi représenteraient la limite supérieure évitant de faire appel au stockage d'électricité, hors de l'ensemble prévu hydraulique et STEP.

Aller au delà des 10 GW de PV, supposerait par exemple de se reposer sur des stockages type batteries, pour faire face aux variations journalières, sans faire plus appel aux ajustements de charge du nucléaire, ou aux centrales fossiles à gaz.

- Les 45 TWh d'éoliennes seraient obtenus à partir de 18 GW de puissance installée. Au vu de la dispersion géographique et en particulier de la répartition entre terre et offshore, nous retenons que la puissance pourrait varier entre 16 GW et 0,9 GW. La puissance ne tomberait jamais à zéro

¹³⁷ Si celle-ci est de 8,5 % (17/2) la répercussion sur le coût du MWh est d'environ 6 €

¹³⁸ Pratiquement les mêmes vitesses maximales de variations en été et en hiver

¹³⁹ Les besoins ont déjà fortement augmenté à 8 heures du matin, alors que le photovoltaïque commence à peine à s'éveiller

comme pour le photovoltaïque¹⁴⁰, mais il ne resterait pas grand-chose. Les variations peuvent aussi être très rapides (facteur 2 en une durée de 6 à 10 heures, aussi bien en plus qu'en moins) comme le montre la figure An1.4. Les variations pourraient atteindre 2 GW/heure, c'est moins que le photovoltaïque, mais elles sont par contre moins prévisibles.

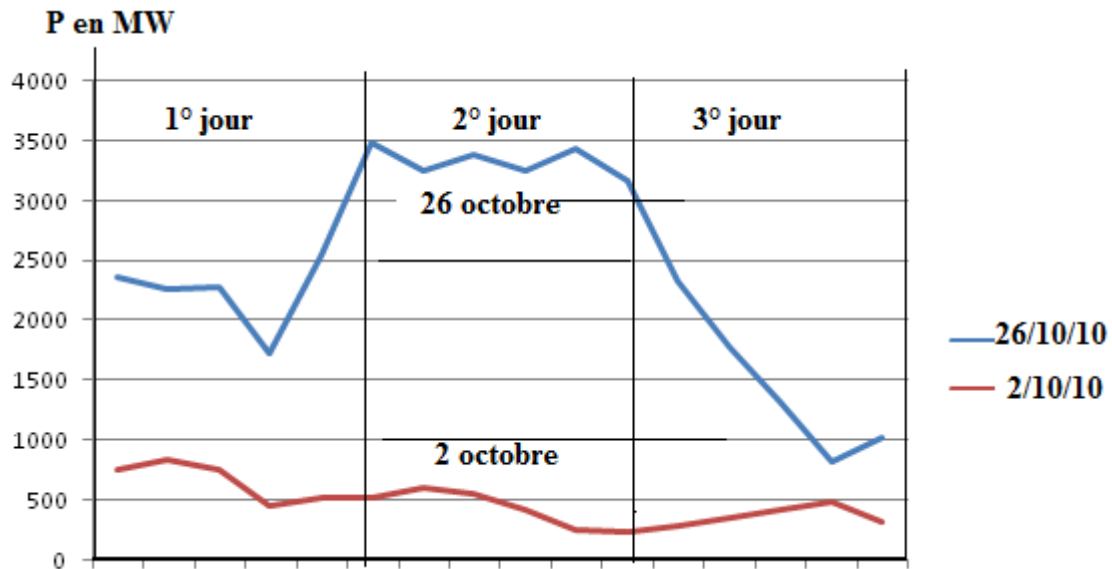


Figure An1.4 Eolien exemple de productions journalières sur 3 jours consécutifs

Difficile de prévoir par exemple à un facteur 2 près, à une heure précise, la puissance éolienne la veille pour le lendemain et donc de programmer les autres sources d'énergie. Il faut disposer de moyens de production d'électricité souples à réponses rapides pour faire face à ces fluctuations.

Le déséquilibre réseau lié à la variabilité de l'éolien devrait en grande partie être compensé par le nucléaire, qui gardant la même puissance installée, pour répondre aux besoins extrêmes de puissance, en quasi absence de vent, verrait son énergie produite réduite de 45 TWh, soit une baisse de 6,5 % de son facteur de charge.

Les deux ENRi peuvent donc être journalièrement à l'origine de variations de 25 GW. Les autres moyens de production réglables décarbonés (surtout hydraulique et un peu le nucléaire) déjà très sollicités par les variations journalières de consommation (de l'ordre de 20 GW), doivent élargir leurs gammes de souplesse, et à côté de l'élargissement de la plage nucléaire, il faut prévoir en complément 20 GW d'unités à gaz à répartir entre les turbines à combustion et celles CCCG.¹⁴¹

Aller au delà, pour plus d'éolien et de photovoltaïque, que les 28 GW d'ENR (i et c), supposerait (sauf un accroissement équivalent en puissance des centrales à gaz, avec plus de rejets de gaz carbonique, donc à exclure) un développement à grande échelle des moyens de stockage, au delà de l'hydraulique déjà en limite pour Négatep et du rôle de modulation demandé au nucléaire, qui pénalise déjà son taux de charge de 6.5 % et donc le coût (estimation + 4 €/MWh)

Il faut distinguer :

¹⁴⁰ Pour reprendre la formule si souvent répétée des tenants de l'éolien, affichant, que par la dispersion géographique et le foisonnement, on aura toujours de l'électricité éolienne, aucune pénurie à craindre ! Formule qui s'avère totalement erronée sur l'importance du foisonnement et un vrai quasi retour à zéro, en particulier au niveau européen en période anti cyclonique

¹⁴¹ Il n'est pas évident que les centrales à cycles combinés, à meilleur rendement (50 % au lieu de 25 %) et donc moins émettrices de gaz carbonique, soient mieux adaptées que les centrales à gaz à cycle direct pour répondre sans dommages à ces variations.

- le stockage à base journalière, comme celui des batteries, qui pourrait être en lien avec le photovoltaïque, adaptable à de petites installations locales (mais à coûts très élevés, et qui peuvent de toute façon difficilement se passer de la connexion réseau et son investissement),
- celui à base semaine en lien avec l'éolien
- celui à base mensuelle et de plusieurs mois, pour prendre en compte l'effet saisonnier, mixant le solaire d'été et l'éolien toute l'année.

Cet effet saisonnier comprend la variabilité des besoins, comme développé ci-dessus (figure An1.1) et aussi celui des ENRi, très défavorable par rapport à celui des besoins, avec un facteur 3 à 5 pour le solaire (entre été et hiver) et assez neutre pour l'éolien, car en moyenne le plus de vent n'est significatif qu'en mars et avril, et pas spécifiquement en hiver, lorsque les besoins sont maximum¹⁴².

Toutes les solutions stockages se traduisent par des pertes liées aux rendements globaux (conversions, stockage). Les rendements sont dans la gamme de 65 à 75 % pour les STEP, d'environ 55 % pour l'air comprimé¹⁴³, dans la gamme 70 à 80 % pour les batteries et enfin dans la gamme 30 % à 40 %¹⁴⁴ pour l'hydrogène

Aucune solution ne peut être retenue à grande échelle

Nota : Il resterait pour limiter l'ampleur des variations de puissance et la perturbation des ENRi, à arrêter volontairement une partie de la production, en tout ou rien, lorsque le réseau est proche de la saturation et ainsi éviter les coupures en cascade. Une solution simple reviendrait à écrêter la production éolienne, ce qui conduirait à une moindre production « vendable » donc pertes sur le seul éolien. Par exemple, dans le cas présent pour Negatep et les 18 GWi, un écrêtage vers 11 GW, ne se répercuterait que par un manque à produire n'affectant que l'équivalent d'un à deux jours par mois, soit environ 10 %, bien plus recommandable que de demander au nucléaire, ou au thermique gaz d'assurer la continuité de fourniture, ou des investissements dans la méthanation (électrolyseurs, récupération de gaz carbonique...).

Agir sur la demande, étaler la consommation, « smart grid »

Pour étaler la demande de puissance, et limiter ainsi la puissance installée, Negatep met l'accent sur le cumulus électrique d'eau chaude sanitaire (ECS)¹⁴⁵, la recharge des batteries de véhicules, de nuit, lorsque les besoins sont les plus faibles.

Ceci joint avec une gestion de la consommation, allant au-delà de la simple tarification heures creuses de nuit, devrait permettre un meilleur étalement de la consommation dans la journée.

Une approche complémentaire devrait notamment permettre d'effacer le « fameux » pic du soir. Elle a déjà été testée avec succès en favorisant dans les logements les systèmes de coupure à distance en lien avec les compteurs type Linky¹⁴⁶. Le pic du soir devrait disparaître pour le seul besoin de chauffage, mais, à ceci doit s'ajouter le décalage de mises en service de quelques machines à laver, tout en gardant une marge de confort. Seul un quasi plateau en fin de matinée et début d'après midi fixera la puissance maximale à installer¹⁴⁷.

¹⁴² Très variable selon les années et les stations météo. Exemple relevés météo Marignane. Ne sont au dessus de la moyenne en vitesse de plus de 16 % (+ 50% en énergie) que les mois de mars et d'avril, mais pas les mois d'hiver.

¹⁴³ L'exemple de la station de Hunfort en Allemagne et ses 290 MW pour 2 heures d'autonomie, ne conduit pas à considérer ceci comme développable.

¹⁴⁴ En supposant des avancées technologiques pour les unités d'électrolyse et de piles à combustibles.

¹⁴⁵ En électrique 100 % ou sur pompe à chaleur

¹⁴⁶ Essais dit Eco 18-20 h sur logements 100 % électriques, en liaison avec les compteurs Linky. Le soit disant pic se transforme en creux de l'ordre de 20 % de consommation pour ces heures actuellement cruciales, pour la puissance installée et le secours de pointe

¹⁴⁷ Non pas en réduisant la consommation, comme certains promoteurs des smart grids argumentent, mais en la répartissant plus dans les 24 heures de la journée.

Annexe 2 Electricité et hydrogène

Comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur d'énergie, mais contrairement à l'électricité, l'hydrogène se stocke assez facilement, quoique non exempt de dangers explosifs spécifiques, et est ainsi souvent présentée comme une énergie d'avenir.

L'hydrogène peut être produit de plusieurs façons. Les plus courantes sont le reformage du méthane¹⁴⁸ et l'électrolyse de l'eau. Les risques de réchauffement climatique conduisant à limiter au maximum les émissions dans l'atmosphère de gaz à effet de serre et notamment de CO₂, la seule voie réellement disponible à grande échelle, pour limiter l'accroissement de l'effet de serre est l'électrolyse de l'eau, sous réserve que l'électricité soit d'origine renouvelable, ou nucléaire, ou fossiles associés à la CSC¹⁴⁹.

A partir du stock, issu de l'électrolyse de l'eau, il est possible d'utiliser l'hydrogène comme énergie finale, directement comme gaz carburant de moteurs thermiques, en reproduisant de l'électricité dans des piles à combustible, mais aussi comme « matière première » pour la synthèse de méthane et (ou) de carburants liquides.

Ces différentes voies nécessitent des transformations, parfois multiples, de l'énergie, qui s'avèrent toujours pénalisantes en matière d'efficacité énergétique et de coûts. Ceci est détaillé dans l'étude « *Electricité et hydrogène* » P. Bacher — www.sauvonsleclimat.org

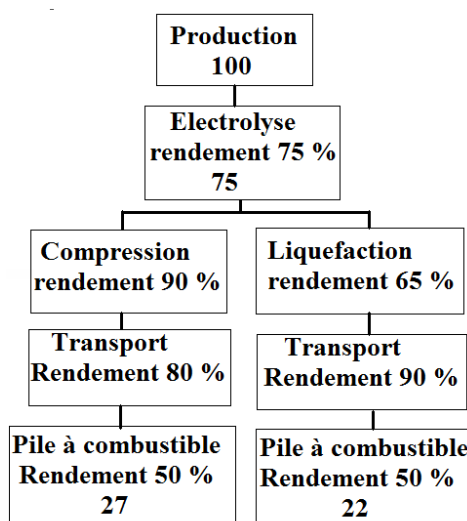


Figure An2.1 Rendements du cycle complet du stockage hydrogène

Cette étude porte sur les possibilités pour l'hydrogène de concurrencer d'autres vecteurs d'énergie, aussi bien pour les usages fixes de l'énergie que pour la mobilité. Après avoir examiné les différents modes possibles d'utilisation de l'hydrogène (synthèse de méthane, mélange au méthane dans le réseau de distribution de gaz naturel, utilisation dans des piles à combustibles pour alimenter des voitures électriques, complément à la biomasse pour la synthèse de bio carburants, l'étude analyse les principales composantes du coût de production de l'hydrogène.

L'étude montre que l'hydrogène est un moyen coûteux et peu efficace de stocker l'électricité (y compris en pariant sur des progrès très importants des électrolyseurs). Elle montre aussi que face à la

¹⁴⁸ Méthane CH₄ + vapeur d'eau donne CO₂ et H₂

¹⁴⁹ A noter que la CSC ne permet de capter que les 3/4 environ des rejets de gaz carbonique.

concurrence des autres moyens de produire de la chaleur, son utilisation pour les usages fixes de l'énergie est peu vraisemblable ; elle montre enfin que, sous certaines conditions, il pourrait contribuer au remplacement des produits pétroliers pour la propulsion automobile¹⁵⁰.

Ceci s'applique directement pour ne pas retenir l'option de répondre à la variabilité des éoliennes (fortes fluctuations) et à l'intermittence totale du photovoltaïque, pour le stockage d'électricité intermittente sous forme d'hydrogène ou de méthane. Le potentiel très faible (compté en Mtep) et le coût très élevé de l'hydrogène produit pour absorber les pics de production d'électricité des éoliennes ont pour conséquence que cette solution ne présente guère d'intérêt, tout au moins avec une production centralisée d'hydrogène. La question mériterait d'être réexaminée, si des électrolyseurs de faible puissance et bon marché pouvaient être mis en œuvre de façon décentralisée, en particulier dans des réseaux locaux permettant d'éviter de surcharger le réseau THT (ou dans le cas réseaux isolés¹⁵¹).

Le poids élevé des charges fixes pénalise fortement l'utilisation des électrolyseurs aux seules heures de pointe de production d'électricités intermittentes telles que l'éolien et le solaire. On retiendra qu'avec le nucléaire, en profitant des 5 000 à 6 000 MW de creux de consommation (mai à octobre, nuits, week end), on devrait pouvoir produire **2 à 3 Mtep** d'hydrogène à un coût dans une fourchette de **1 000 à 1 500 €/tep**, alors qu'avec de l'éolien dédié, la fourchette serait de **1 500 à 3 000 €/tep**, et qu'avec les pics de production de l'éolien, la fourchette serait de **3 000 à 5 000 €/tep**.

Même avec un coût d'investissement de 1 000 €/ kW¹⁵², conduisant à une charge fixe annuelle (CAPEX + OPEX) d'environ 70 €/kW, l'utilisation pendant 2 000 h/an conduirait à une charge fixe de 35 €/MWh (près de 400 €/tep) venant s'ajouter au coût de l'électricité.

Annexe 3 Modes de production de méthane

Si le méthane est en combustion, à même énergie thermique produite, un peu moins émetteur de gaz carbonique que le pétrole (- 17 %) et que le charbon (- 36 %), il n'en reste pas moins un combustible fossile carboné à éviter, d'où les voies développées pour le sortir du bilan carbone.

Le méthane peut être synthétisé à partir d'énergies non carbonées de trois façons :

- A partir d'hydrogène et de CO₂
- Par un procédé intermédiaire entre la pyrolyse et la combustion, aboutissant au syngas composé majoritairement de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂).
- Par un processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en l'absence d'oxygène (méthanisation)

A3.1 Synthèse H₂/CO₂

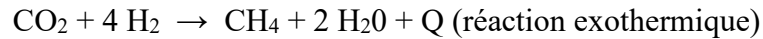
La synthèse repose sur la réaction de Sabatier :

¹⁵⁰ A suivre le développement des voitures avec pile à combustible.

Est-ce un petit marché de niche pour les seules personnes fortunées, qui est en train d'apparaître ?

¹⁵¹ Cf. expérience MYRTE en Corse

¹⁵² Dans une présentation à l'Académie des technologies (octobre 2013), J.-P. Reich, de GDF Suez, a laissé espérer une baisse du coût des électrolyseurs à 1000 €/kW, voire à terme de 500 €/kW



Il faut 4 m³ d'hydrogène pour produire 1 m³ de méthane, soit 1,2 tep d'hydrogène pour produire 1 tep de méthane. Compte tenu des pertes diverses, le rendement énergétique de la méthanation peut être estimé à 70 %. Mais il faut aussi tenir compte de l'énergie consommée pour purifier le méthane et du fait qu'il faut également disposer de CO₂. Avec un hydrogène coûtant au minimum de 1000 à 1500 €/tep (produit par électrolyse d'électricité nucléaire), le CH₄ pourrait coûter au minimum 1500 à 2000 €/tep, très largement supérieur au prix de gaz naturel (400 à 600 €/tep). Un tel coût exclut pratiquement d'utiliser ce méthane synthétique comme source de chaleur. Son utilisation éventuelle comme biocarburant gazeux repose sur le développement de piles à combustibles alimentées en méthane à un coût abordable.¹⁵³

Lorsqu'on tient compte du rendement de production de l'électricité (33 %), de l'électrolyse (au mieux 60 % pour un fonctionnement continu), des pertes diverses, de l'énergie consommée pour purifier le méthane et pour capter le CO₂, l'ensemble de l'opération a un rendement énergie finale / énergie primaire proche de 10 %.

L'origine du CO₂ soulève un problème spécifique. S'il provient du captage de CO₂ « fossile » des centrales thermiques ou des cimenteries, le méthane produit peut difficilement être qualifié de « renouvelable ». Lorsqu'on le consomme, il rejette à l'atmosphère du CO₂ qui, autrement, aurait été séquestré. Il est donc indispensable qu'il ait été capté lors de la combustion de biomasse.

A 3.2 Traitement thermodynamique de la biomasse

Le traitement thermodynamique de la biomasse consiste en un traitement à haute température permettant de casser les molécules de lignine, et aboutissant à un mélange de gaz dit « syngaz » (H₂, méthane, CO, CO₂) dans lequel hydrogène et carbone sont en quantités sensiblement égales¹⁵⁴.

Une deuxième phase consiste à transformer le syngaz en méthane, par des réactions complexes mais semblables à celles de la méthanation. Ces réactions étant exothermiques, le rendement global de la production du méthane est relativement élevé (proche de 80 %), mais le biogaz obtenu contient toutes sortes d'impureté et des quantités importantes de CO₂. Le tout nécessite des opérations complexes de séparation du CO₂ et de purification, coûteuses en énergie, pour rendre le méthane conforme aux normes de transport et d'utilisation. Il faut également comprimer le méthane à 80 bars pour le transport. Au total, le rendement global devrait être proche de 50 %, mais, comme pour la synthèse de biocarburants liquides, avec lesquels il se trouve en compétition pour la mobilité, il y a encore de nombreuses études à mener à bien pour optimiser le processus. Le potentiel en biocarburant est élevé, puisque avec 20 Mtep de biomasse ligneuse, on devrait pouvoir produire 10 Mtep de biocarburant gazeux.

L'hydrogène obtenu par électrolyse peut, comme dans le procédé précédent et comme pour la synthèse de biocarburant liquide, améliorer ce procédé. Le CO₂ séparé dans la dernière étape du procédé peut être utilisé comme source de CO₂ non fossile pour la synthèse H₂/CO₂. Il y a donc des synergies techniquement possibles entre les deux procédés¹⁵⁵, mais l'intérêt économique paraît aléatoire.

A 3.3 Méthanisation anaérobie des déchets carbonés

¹⁵³ Il ne faudrait pas que le coût de l'ensemble PàC/motorisation électrique dépasse le coût d'une motorisation thermique.

¹⁵⁴ Cette première étape est la même que pour la synthèse de biocarburant liquide.

¹⁵⁵ J. P. Reich (GDF Suez) dans sa présentation à l'Académie d'octobre 2013

Les déchets carbonés (ménagers, agricoles, agro-alimentaires, etc.) ont un potentiel énergétique non négligeable¹⁵⁶ mais, du fait de leur diversité, leur gestion et la récupération de ce potentiel sont extrêmement complexes ; et ceci d'autant plus que qu'il y a compétition entre recyclage, compostage, incinération, et méthanisation par fermentation anaérobie.

Nous retiendrons que le choix entre incinération et méthanisation est très lié au type de déchets (les déchets secs étant mieux adaptés à l'incinération et les déchets humides à la méthanisation) et, à titre d'ordre de grandeur, que la moitié du potentiel énergétique « primaire » est susceptible d'être valorisé, moitié par incinération dans des installations de cogénération, moitié par méthanisation.

Les installations de méthanisation sont en général de petites dimensions (à l'échelle de la ferme) et peuvent récupérer des déchets carbonés dans leur voisinage proche (typiquement la dizaine de km). Le rendement énergétique de la méthanisation étant de l'ordre de 50 %¹⁵⁷, les 4 Mtep de potentiel primaire permettent de récupérer 2 Mtep de méthane. Mais le méthane produit contient de nombreuses impuretés qu'il faudrait éliminer si l'on voulait injecter ce gaz dans le réseau de gaz naturel ou l'utiliser dans des moteurs de voiture modernes. C'est pourquoi le gaz produit est le plus souvent brûlé sur place pour produire de l'électricité, et s'il y a un débouché, de la chaleur. Une partie pourrait cependant être utilisée comme carburant dans les engins agricoles.

Les 4 Mtep de potentiel énergétique primaire des déchets traités par méthanisation pourraient ainsi fournir, de façon décentralisée, environ 1 Mtep de biométhane carburant pour engins agricoles, 0,3 Mtep d'électricité et 0,7 Mtep de chaleur. Les 4 Mtep de potentiel primaire des déchets incinérés fourniraient, compte tenu d'une autoconsommation de 20 %, de l'ordre de 0,7 Mtep d'électricité et 1,4 Mtep de chaleur

Le bilan global, en énergie finale, de la gestion de déchets carbonés serait donc : 1 Mtep de biocarburant gazeux, 1 Mtep d'électricité et 2 Mtep de chaleur.

Nota : en matière de méthanisation, l'Allemagne est souvent citée en exemple : plus de 8000 installations « à la ferme » très lourdement subventionnées produisant 7 Mtep de biométhane. Pour obtenir ce résultat, les « fermiers » cultivent 650000 hectares de maïs qui est mélangé aux déchets (notamment aux lisiers produits dans des élevages intensifs). De telles pratiques posent très sérieusement deux types de problèmes : les élevages intensifs et le conflit potentiel énergie / alimentation humaine. Sur ce dernier point, on peut légitimement s'interroger alors que les biocarburants liquides de première génération sont fortement critiqués, et probablement condamnés à disparaître, précisément pour cette raison.

Annexe 4 Principales hypothèses de l'évaluation économique

a) Pour la production électrique,

	I (G€/GW) CAPEX	Exploitation (€/MWh) OPEX
--	-----------------	---------------------------

¹⁵⁶ Une quinzaine de Mtep selon P. Mathis, op. cité p. 156

¹⁵⁷ P. Mathis, op. cité p. 162

Nucléaire *	4,5**	20
Hydraulique	p.m.-	10
Eolien terrestre	1,5	10
Eolien offshore	2,5	20
Solaire PV	1,8	10
Biomasse	1,5	10
CCCG	1,5	45

* Par souci de simplification, les chiffres donnés sont moyennés sur la période 2015-2050.

En pratique, les nouvelles mises en service (hors Flamanville 3) ne peuvent avoir lieu avant 2025 ; le scénario se traduirait, à partir de 2025, par la mise en service de 3 GW/an et l'arrêt de 2 GW/an.

** Un investissement de 4 500 €/kW conduit à une charge fixe, sur 60 ans, fortement tributaire du taux d'actualisation et du nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge. Pour 4 % et 7 000 heures par an, la charge est de 28,3 €/MWh (24,5 pour 8 000 heures). Pour 8 % et 7 000 heures par an elle est de 51,4 €/MWh (45 pour 8 000 heures). A ces coûts, il faut ajouter les charges exploitation, le combustible, les provisions diverses, pour 20 €/MWh. Un coût complet pouvant aller en gros de 50 à 80 €/MWh.

b) Autres données

- Rénovation thermique logements : pour ramener aux normes type RT 2005 (en moyenne 100 kWh/m².an et non RT 2012) : 15 000 € par logement
- Entretien courant chauffage, hors amélioration isolation : 5 000 € par logement
- Pompes à chaleur : coût moyen investissement 12 000 € par PAC
- Chauffage biomasse, investissement pour changement mode de chauffage : 10 000 €/logement
- Chauffage solaire (surtout ECS) : 600 €/m² de panneau solaire
- Bio carburants : investissements 525 €/tep produit
- Batteries pour VE : 5 000 à 10 000 €
- Biomasse matière : 550 €/tep

Annexe 5 : Une approche économique comparative Européenne

L'étude intitulée: « Practical guide to a prosperous low carbon Europe » de l'European Climate Foundation donne les bases d'une comparaison financière de différents scénarios **pour la seule électricité**.¹⁵⁸

Cette étude au niveau Européen, comme Négatep au niveau France, vise à diviser par 4 les rejets de CO₂ à l'horizon 2050. Les objectifs sont très comparables, de même que le constat que, pour les atteindre, il faut s'attaquer à tous les secteurs grands émetteurs de CO₂.

Les deux familles de scénarios étudiés (Europe et France) font largement appel à une efficacité énergétique accrue, aux énergies renouvelables chaleur (biomasse, solaire thermique, etc.), et à la

¹⁵⁸ Sur www.sauvonsleclimat.org: Suggestions / contributions pour la refonte de la politique énergétique européenne. Comparaison du scénario ECF« roadmap 2050 » [1] commandité par Bruxelles et une extrapolation du scénario SLC-Négatep [2] au niveau européen

substitution de l'électricité aux combustibles fossiles dans leurs usages fixes (habitat et tertiaire) et dans leurs usages mobiles (transports). Ce dernier point se traduit par une augmentation de la demande d'électricité de 50 à 100 % d'ici 2050 (en France, la production Négatep passe de 568 à 845 TWh, soit + 49 %).

Les deux familles divergent cependant sur les moyens de produire cette électricité

- ECF envisage un appel massif aux énergies renouvelables (éolienne et solaire essentiellement) complété par des énergies de base fossile avec captage du CO₂ (CSC) et nucléaire. Elle constate que, pour faire face à l'intermittence de ces productions renouvelables, il est indispensable de créer un hyper réseau électrique reliant le sud au nord de l'Europe, complété en secours par une puissance importante de turbines à combustion.

- Le scénario Négatep, ne retient pas la CSC et mise sur une très large contribution des énergies de base non carbonées : nucléaire et renouvelables, ces dernières étant limitées par leurs variabilités et la question du stockage de l'électricité.

L'étude ECF compare pour produire 5000 TWh d'électricité (dans l'UE 27+Norvège+Suisse), différents scénarios

- a) Le baseline 58 % de fossiles sans CSC, 24 % de renouvelables, 18 % de nucléaire
- b) 39% de renouvelables, 30 % fossiles avec CSC, 30% nucléaire, 1 % fossiles sans CSC
- c) 58 % de renouvelables, 20 % fossiles avec CSC, 20 % nucléaire, 1 % fossiles sans CSC
- d) 78 % de renouvelables, 10 % fossiles avec CSC, 10 % nucléaire, 2 % fossiles sans CSC,
- e) 73 % de nucléaire, 19 % renouvelables, 7 % fossiles avec CSC, 1 % fossiles sans CSC
- f) 49 % de fossiles avec CSC, 30 % nucléaire, 20 % renouvelables, 1 % fossiles sans CSC

Les résultats coûts sont donnés sur la figure A5.1.

- L'introduction d'une part croissante de renouvelables, visant à réduire les rejets de gaz carbonique, conjointement à une baisse de la part du nucléaire conduit à une hausse du coût total qui atteint 3500 G€ pour le passage de 24 % (baseline) à 78 % (cas limite d'introduction de renouvelables)

- A l'opposé l'introduction d'une forte présence du nucléaire (passage de 18 % en baseline à 73 %) ne donne aucun surcoût par rapport au baseline, tout en donnant une baisse encore plus réduite des rejets de gaz carbonique.

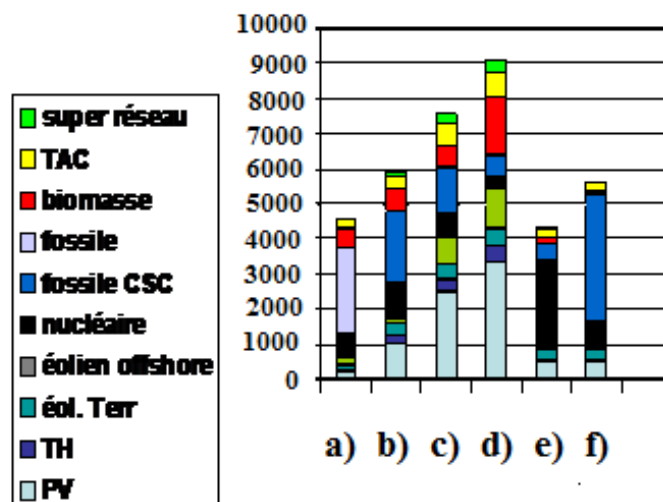


Figure An5.1 : Les coûts complets (investissements + exploitation + combustibles) en Md € sur une période de 40 ans (2010 / 2050) pour la production d'électricité

Les rejets de gaz carbonique, passent de 1 280 Mt/an dans le baseline à 314 pour b) ; 266 pour c) ; **273 pour d) (facteur 4,7) ; 106 pour e) (facteur 12) ;** et 452 pour f) (facteur 2,8).

Situation relative de Négatep dans ces différents scénarios

Comme le montre le tableau An5.1 Négatep est proche du scénario repéré e), qui se révèle de loin le moins onéreux, avec une baisse du coût total de 5 % par rapport à la référence baseline.

L'étude économique du scénario Négatep présentée en § G, aboutit qualitativement à la même conclusion, même si le domaine de couverture de l'étude Négatep va au delà de la seule électricité. Une politique de réduction des rejets, orientée vers le facteur 4, peut coûter moins cher que le laisser faire, **Mais toute approche visant une prédominance des renouvelables et une forte réduction de la part du nucléaire conduit à la déconfiture financière.**

	Scénario e Europe	Négatep
Nucléaire	73 %	81 %
Renouvelables	19 %	16 %
Fossiles	8 %	3 %

Tableau An5.1 Comparaison Négatep et scénario européen e)

L'étude montre aussi que, pour acheminer l'électricité entre le nord et le sud de l'Europe de l'Europe, la présence de fortes quantités d'ENR et la mise en place du marché unique de l'électricité impliquaient le développement d'un super réseau THT, dont une bonne partie en courant continu et enterrée. Ce super réseau est illustré par la figure A5.2, qui montre que la France est le point de passage privilégié de ces lignes THT, ce qui ne serait pas sans poser de graves problèmes d'acceptabilité de lignes ayant peu d'utilité pour le système électrique français, et de financement.

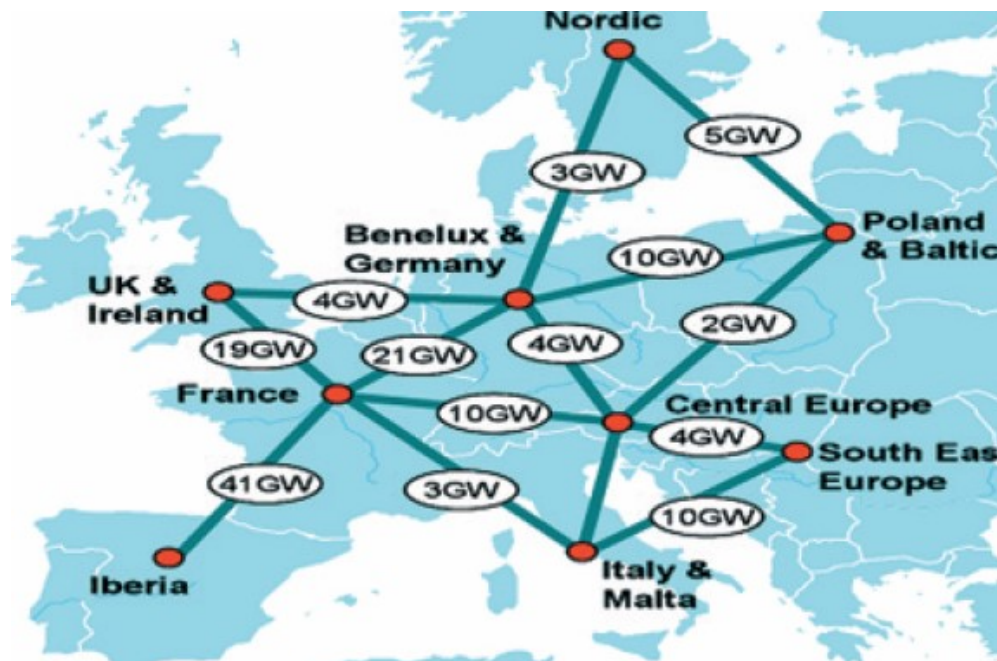


Figure An5.2 Le super réseau THT Européen

Cette étude confirme que les scénarios de type Négatep à forte présence nucléaire nécessitent des investissements presque deux fois plus faibles que les scénarios à très fortes composantes renouvelables, ce qui se retrouve sur les coûts complets de l'électricité.

En d'autres termes, elle montre qu'une politique énergétique européenne menée selon les préconisations d'ECF conduirait à des investissements extrêmement lourds et entraînerait, à Euros constants, un doublement du prix de l'électricité en Europe à l'horizon 2050.

Et la France devrait alors servir de plaque de transit pour l'électricité européenne et serait traversée pour ce faire d'un très grand nombre de lignes à très haute tension.

Annexe 6 Variation Négatep vers moins de nucléaire

Pour le facteur 4 et la sortie des fossiles, Négatep met l'accent au sein des énergies décarbonées sur l'électricité nucléaire, aboutissant, à ce que celle-ci représente 81 % de la production électrique, avec 58 % de la puissance installée. Nous arrivons bien au delà des 50 % préconisés par la loi sur la transition énergétique.

Bien que ceci ne soit ni nécessaire, ni utile pour réduire les rejets de gaz carbonique, il est souvent proposé de prévoir plus de production d'électricité renouvelable, celle qui dans Négatep assure 6,6 % de la production.

En restant sur le contour général de Negatep, d'économie d'énergie, à savoir moins 20 % sur le total d'énergie finale consommée (- 29 % par habitant), un fort accroissement des sources renouvelables thermiques (multipliées par 2,9), il faudrait basculer une part importante de la production nucléaire vers celle des renouvelables électriques.

L'hydraulique ayant atteint pratiquement ses limites, il ne reste pour réduire cette part du nucléaire qu'une solution : augmenter la part des autres sources d'électricité renouvelables : les ENRi (éolien et photovoltaïque), qui dans Negatep assurent avec 56 TWh, 6,6 % de la production électrique, à partir de 28 GW (56 TWh), soit 16 % de la puissance totale installée, toutes sources confondues.

Comme les ENRi, du fait de leurs variabilités peuvent tomber à pratiquement zéro en puissance instantanée et ceci pendant de nombreuses heures, voire des jours, il faut, le faire en maintenant la puissance nucléaire installée nucléaire de 100 GW, faute de disposer des moyens de stockage à l'échelle et à coûts limités, réellement faisables. Ceci se traduit par la réduction de puissance réelle produite à certains moments, et donc une baisse de son facteur de charge (déjà 8 % avec 56 TWh). C'est ce qui est appelé la substitution à comparer au stockage.

En fixant une limite de variabilité du nucléaire vers 50 GW, nous pouvons viser un doublement de la capacité des ENRi retenus dans Negatep à savoir passer des 28 à 56 GW de puissance installée du total ENRi, conduisant au tableau récapitulatif, à comparer au tableau 12 (§ F3.2.1)

	2050 Négatep en TWh	2050 Variante en TWh	2050 Negatep en GW	2050 Variante en GW
Nucléaire	688 TWh	632	100	100 GW
Hydraulique	70 TWh	70	22	22 GW
Thermique fossiles	20 TWh	20	20	20 GW

Déchets	11 TWh	11	3	3 GW
Eolien	45 TWh	90	18	36 GW
Photovoltaïque	11 TWh	22	10	20 GW
Total	845 TWh	845 TWh	173 GW	201 GW

Les conséquences évoquées en § E2.5, sur le facteur de charge du nucléaire, principal participant au suivi réseau, et sur le coût global sont accentuées. Le facteur de charge du nucléaire serait baissé d'environ 8 %, de plus.

Sur la base de l'étude économique¹⁵⁹, qui notamment chiffre l'effacement du nucléaires lors des pointes des ENRi à 38 €/MWh, le surcoût annuel de cette variante serait au minimum de 2,1 G€ (hors surcoût extension réseau).

Toute autre solution basée sur le stockage (batteries, hydrogène...), plutôt que la substitution (adaptation d'un moyen déjà existant) serait outre sa faisabilité discutable à grande échelle, plus onéreuse, même ruineuse, si on pense par exemple à l'hydrogène.

Reste ce que certains proposent : la réduction drastique des consommations, par des restrictions, à la limite de la misère et de la pénurie, (« la décroissance heureuse »), comme présentée par certains scénarios lors du DNTE.

*Par exemple le scénario Négawatt, classé SOB prévoit une consommation finale de 69 Mtep en 2050, soit une baisse de 54 % du total et ainsi de moins 59 % par habitant. .
La production totale d'électricité de 462 TWh repose pour 85 % (394 TWh) sur les sources ENRi et zéro nucléaire*

*De son côté, le scénario ADEME¹⁶⁰, classé EFF prévoit une consommation finale de 82 Mtep en 2050, soit une baisse de 45 % du total et ainsi de moins 51 % par habitant. .
La production totale d'électricité de 475 TWh, repose pour 45 % (212 TWh) sur les sources ENR, et pour 25 % sur le nucléaire (116 TWh)*

¹⁵⁹ Négatep 2017 Analyse financière . Réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ?

¹⁶⁰ Scénario ADEME dit « médian » présenté lors du DNTE. Depuis ADEME a présenté un scénario dit 100 % renouvelables, qui traitant séparément la part électricité, ramène le nucléaire à zéro et prévoit 285 TWh de production ENRi