



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

version actualisée - juin 2014

Claude Acket et Pierre Bacher¹

Résumé

Le scénario Négatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO₂, ce qui implique à peu de chose près, de diviser par 4² la consommation de combustibles fossiles. Cet objectif prioritaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre est également celui proposé par la Communauté européenne.

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 directement de la chaleur que de l'électricité.

Pour atteindre l'objectif facteur 4, l'étude montre qu'il faut :

- Pratiquement supprimer le chauffage au pétrole et au gaz dans le résidentiel et le tertiaire. Les moyens existent, en combinant une meilleure isolation, les énergies renouvelables chaleur, l'électricité combinée aux pompes à chaleur, et cette même électricité exploitée directement intelligemment. Le problème majeur est le financement, dont les difficultés devraient conduire à rechercher systématiquement les voies les moins coûteuses.

- Réduire très fortement le pétrole pour les transports, sans basculer à grande échelle vers le gaz. Il s'agit là d'une double révolution : repenser la mobilité (transports en commun, fret) et remplacer le pétrole par l'électricité, soit directement dans des véhicules hybrides rechargeables ou tout électriques, soit en apportant tout ou partie de l'énergie nécessaire à la synthèse des biocarburants.

- Limiter sérieusement les combustibles fossiles dans l'industrie. Ceci implique notamment des modifications de procédés (et donc des investissements lourds).

- Augmenter fortement la part de l'électricité décarbonée dans le mix énergétique, maintenir la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité et, tant que des moyens techniques économiques de stockage massifs n'auront pas été développés, limiter la part des électricités intermittentes au niveau que le réseau électrique peut supporter sans augmenter les capacités des centrales à gaz.

¹ Membres du Conseil Scientifique de Sauvons le Climat

² Sur la base des premiers accords internationaux (Kyoto) l'année de référence est 1990

Négatep 2014

La mise en place d'un tel programme doit s'appuyer sur une évaluation réaliste du coût de la tonne de gaz à effet de serre économisé par chaque technologie.

Dans sa version 2011, le scénario Négatep a servi de support à la voie DEC, une des quatre voies retenues en conclusion du Débat National sur la Transition Energétique (novembre 2012 à mi 2013)).

Abstract

The Negatep scenario conforms to the objective set by the French energy law of 2005, namely a four-fold reduction in CO₂ emissions, a condition which roughly implies a four-fold reduction in the use of fossil fuels. This objective is also proposed by the European Community.

Beyond the prerequisite of an improved energy efficiency, without which the four-fold reduction would be out of reach, it is necessary to replace fossil fuels with carbon free energies, for the generation of both heat and electricity.

In order to reach a four-fold reduction in CO₂ emissions, the study shows that it is necessary to:

- Decrease to nearly zero oil and gas in the residential and tertiary sectors; this can be achieved through improved insulation, renewable thermal energies combined or not with electric heat pumps, and a “smart” use of direct electrical heating. The major problem here is financial, and this should lead to a systematic choice of the least costly solutions.
- Reduce significantly the use of oil in the transport sector: this implies a revolution both in the management of mobility (mass transportation, freight) and the replacement of gasoline by electricity, either directly with electric motorisations (electric cars and rechargeable hybrids) or indirectly by supplying energy to the biofuel synthesis process.
- Reduce significantly the use of fossil fuels in industry; this requires changes in industrial processes and major capital investments.
- Increase massively the share of electricity in the energy mix, maintain the share of nuclear in the electricity generation and, as long as the storage of electricity is not developed, limit the share of intermittent energies to a level compatible with the present level of gas turbines.

Implementation of such a program must rest upon a realistic evaluation of the cost per avoided tonne of Greenhouse gases

In its 2011 edition, the Negatep scenario has been the main support of the DEC path presented in the conclusions of the French national debate on the energy transition.

TABLE

Résumé

Abstract

O) Introduction

A) Point de départ, situation actuelle année 2012

A 1) Consommation d'énergie primaire

A 2) Bilan énergétique final en 2102 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 de la déjà réalisée « sortie du charbon »

C) Le « scénario « business as usual », (BAU) dit de référence

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) 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

F3 Résultats principaux du remontage Négatep

F.3.1) Energie finale

F.3.2) Electricité

F.3.3) Bilan énergies primaires

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

Introduction

La loi d'orientation sur l'énergie de 2005 fixe quatre grands objectifs de politique énergétique:

- 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 2050, ce qui nécessite une division par 4 à 10 des émissions pour les pays développés³.

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

- Économiser l'énergie.
- « Décarboner » l'énergie utilisée, en réduisant la part des énergies fossiles⁴.
- Développer les énergies renouvelables.
- Maintenir le nucléaire pour la production d'électricité.

Dans la lignée du débat national sur les énergies de 2003/2004 (DNE 2003), donnant lieu à la loi d'orientation, nous avons proposé en 2007, sur la base de données de l'année 2006, un scénario, 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. Nous l'appelons « Négatep » 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 maîtriser. 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 que de l'électricité.

La tenue du Grenelle de l'Environnement⁵ en 2007, la directive européenne « énergie – climat » dite « 3 x 20 » et l'engagement spécifique de la France de produire 23 % de son énergie à partir d'énergies renouvelables dès 2020, nous ont conduit à faire une nouvelle diffusion en 2011, reposant toujours sur le même point de départ de données 2006. C'est cette version Négatep 2011 qui fut présentée lors du Débat national sur la transition énergétique (DNTE). Au sein de ce débat, au niveau des différentes trajectoires, Négatep est représentatif de la classe DEC « Décarbonation

³ L'Européen moyen rejette aujourd'hui entre 2 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 (50 % de plus que les Français) 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.

⁴ 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 dans la lutte contre l'effet de serre ne peut être attendue avant 2050.

⁵ Force est de constater que les choix issus du Grenelle de l'environnement pour atteindre ces différents objectifs ne sont pas tous optimisés, faute d'avoir défini et appliqué des critères économiques permettant de rechercher les meilleurs compromis coût/bénéfice.

par l'électricité » qui repose sur « *l'Efficacité énergétique et le rôle central de l'électricité non carbonée d'origine renouvelables et nucléaire* ».

Mais la crise financière (début été 2007) et la faillite 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 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 un maigre + 0,3 % en 2013. 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 265 Mtep en 2012 (- 4%). De même la consommation finale passe de 161,7 à 154,4 Mtep en 2012 (- 4,5 %). Ces baisses ne résultent pas d'actions salutaires 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 ses conséquences sociales. Dans ces conditions une vision claire de l'avenir suppose un nouveau point de départ et ce sera l'année 2012⁶ pour cette version 2014 de Négatep.

Le premier chapitre (A) fait l'état de la situation énergétique réelle 2012, et l'estimation à 373 millions de tonnes de gaz carbonique rejetées, liés à l'énergie en France.

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. Ce succès mérite d'être analysé pour aller au-delà et réduire maintenant le gaz et le pétrole

Le troisième chapitre (C) présente un scénario « business as usual », dit de référence et fondé sur le scénario SR2008 de la DGEMP, indiquant ce que deviendrait notre panorama énergétique, si dans la continuité, aucune mesure spécifique n'était prise, pour volontairement limiter les rejets. Ces rejets de gaz carbonique croitraient ainsi globalement de 46 %, pour atteindre 7,7 tonnes par habitant en 2050.

Le quatrième chapitre (D) couvrira 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) récapitulera les principales données du scénario Négatep objectif 2050, la situation en demande d'énergie finale et par sources d'énergie ; il portera un regard spécifique sur l'électricité et dressera le bilan gaz carbonique

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

Remarques préliminaires :

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

$$1 \text{ tep} = 42 \text{ GJ}$$

⁶ Les données chiffrées 2012, sont extraites des documents Chiffres clés de l'énergie, Édition 2013 » du Commissariat au développement durable paru en février 2014, qui couvre en fait l'année 2012.

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 sont convenus 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. L'exportation d'électricité sera systématiquement comptée à part.*

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 1,5 à 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 %). 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 coefficients⁷ :

- *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 se fait en divisant par le rendement thermodynamique de la production d'électricité.⁸

2). L'ambition de cette note est une première évaluation des différents facteurs intervenant dans le « mix énergétique » et les rejets de CO₂.⁹

⁷ Ces coefficients varient légèrement (\pm quelques %) selon les auteurs ; cela n'a guère d'importance pour les comparaisons relatives faites ici.

⁸ 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 MWh sont de 0,25 tC ou 0,91 t CO₂.

⁹ 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.

A) Point de départ pour la France, situation année 2012

A 1) Fournitures, ressources d'énergie primaire¹⁰ en Mtep pour l'année 2012

<u>Charbon</u>	10,9
<u>Pétrole</u>	80,7
<u>Gaz</u>	38
<u>Energie nucléaire (électricité)</u>	110,9
<u>Autre électricité primaire¹¹</u>	7,1
<u>Renouv. Therm. et déchets</u>	17
<u>Total</u>	<u>264,6</u>

Tableau 1 : Ressources primaire 2012 par source en Mtep (non corrigée des variations climatiques)
– usages énergétiques et non-énergétiques

A 2) Consommation, bilan énergie finale par mode d'utilisation 2012 en Mtep

	Combustibles solides	Pétrole	Gaz	Electricité ¹²	Renouv. Therm.	Total	
						Mtep	%
Industrie	5	5,1	9,8	10,1	2,1	32,1	20,6
Tertiaire	0,1	3,9	5,7	12	0,9	22,6	14,6
Résidentiel	0,2	6,8	16,2	13,7	9,1	46	30
Agriculture		3,4	0,3	0,7	0,1	4,4	2,8
Transports		45,3		1,1	2,7	49,2	32
Total Energie	5,3	64,7	32	37,6	14,9	154,4	100
%	3,4 %	41,9 %	20,7 %	24,3 % (436 TWh)	9,6 %	100 %	
Usages non énergétiques	0,1	10,4	1,5			12	

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

¹⁰ Englobe les importations (à base combustibles fossiles) et les dites ressources nationales (dont biomasse, électricité nucléaire et renouvelable ...)

¹¹ Hydraulique, éolien, photovoltaïque, à raison de 0,086 tep par MWh, selon les équivalences électricité / énergies primaires qui font l'objet de conventions internationales, adoptées par la France (Observatoire de l'Energie) au début des années 2000). Ces conventions donnent par ailleurs : 0,26 tep/MWh pour le nucléaire, 0,86 pour la géothermique et renvoient à la consommation primaire de fossiles (charbon, gaz, pétrole)

¹² 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

Négatep 2014

	Mtep	%
Pétrole	64,6	41,8
Electricité	37,6	24,4
Gaz	32,6	20,8
Renouvelables ¹³	14,9	9,7
Charbon	5,2	3,4
Total	154,4	100

Tableau 3 : Consommation finale d'énergie par type d'énergie en France

A 3) Point spécifique électricité 2012 en TWh

	Production TWh	Puissance installée
Nucléaire	426 TWh	63 GW
Hydraulique	63 TWh ¹⁴	21 GW
Thermique classique	54 TWh ¹⁵	20,1 GW
Eolien	14,9 TWh	7,6 GW (fin 2012) + 0,82 en 2012
Photovoltaïque	4,1 TWh	4,4 GW (fin 2012) + 1,01 en 2012
Total	562 TWh	116 GW (fin 2012)

Tableau 4 : La production électrique en 2012

Les 37,6 Mtep d'électricité, indiqués dans le tableau 3, bilan énergétique final 2012, correspondent à 436 TWh (37,6 x 11,6) d'électricité en fin de lignes à la distribution.

La remontée à la production brute de 562 TWh (aux bornes des groupes producteurs) intègre la consommation des auxiliaires de production : 28 TWh, le bilan exportations – importations : 44 TWh, la consommation pompage 8 TWh (en balance d'une production de 6 TWh), et les pertes en ligne environ 46 TWh (environ 8 %).

A 4) Point spécifique des énergies finales renouvelables 2012

Bois énergie	10,1 Mtep
Bio carburants	2,6 Mtep
PAC (pompes à chaleur) ¹⁶	1,4 Mtep
Déchets (urbains, agricoles, biogaz)	1,8 Mtep
Autres (solaire thermique, géothermie.)	1 Mtep
Total Ren thermiques	17 Mtep
Hydraulique	5,4 Mtep (63 TWh)
Eolien	1,3 Mtep (14,9TWh)
PV	0,35 (4,1 TWh)
Total renouvelables électriques	7 Mtep (81,8 TWh)
Total renouvelables	24 Mtep

Tableau 5: Etat 2012 des productions renouvelables

¹³ Renouvelables hors électricité, celle électricité (hydraulique, éolien et photovoltaïque) dans la ligne électricité

¹⁴ Y compris pompage pour 6 TWh produits, en contre partie de 8 TWh consommés

¹⁵ Dont 5,3 TWh bois énergie, déchets...

¹⁶ Energie tirée de la nature (géosolaire, nappes phréatiques, autres eaux, air ...)

A 5) Rejets de gaz carbonique 2012 (usages énergétiques)

Les énergies fossiles, sources de rejets de gaz carbonique, représentent pratiquement la moitié (49 %) de l'ensemble des sources d'énergie primaire et environ les 2/3 (66 %) de l'énergie finale en usage direct, donnée qui monte à 69 % en intégrant la part d'énergies fossiles consommée par le secteur énergie.

Ces énergies sont à l'origine des rejets de gaz carbonique, comme l'indique le tableau qui récapitule les appels en 2012 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 $44/12 = 3,65$.

	Combustibles solides	Pétrole	Gaz	Total
Mtep	10,8	70,3	36,5	117,6
Rejets CO ₂	46 Mt	228 Mt	99	373 Mt

Tableau 6 – Consommation « fossiles » tous usages énergétiques, y compris pour la production électrique (dont la partie électrique exportée : 7.4 %) et rejets de gaz carbonique

Nota :

Sur les 373 millions de tonnes de CO₂ rejetés, associés aux usages énergétiques, seulement 31 (8,3 %) sont associés à la production d'électricité. Ces rejets seraient augmentés de 326 Mt si le nucléaire était remplacé par un mix 50/50 % charbon/gaz.

B) La démarche Négatep: Aller au-delà de la « sortie du charbon » déjà réalisée

La France, comme le montre la figure 1, se distingue du reste du monde par sa moindre dépendance actuelle vis-à-vis des combustibles fossiles (50 % au lieu des 82 % pour l'ensemble du Monde, ainsi qu'à titre d'exemple pour l'Allemagne autre pays « développé » à comparer à la France. Cette situation particulière (non unique, car se retrouve par exemple en Suisse, en Suède, où coexistent nucléaire et hydraulique), est la résultante de la transition énergétique des années 80/90 suite aux crises pétrolières. Ceci a conduit à la sortie du charbon, remplacé par le nucléaire pour la production d'électricité.

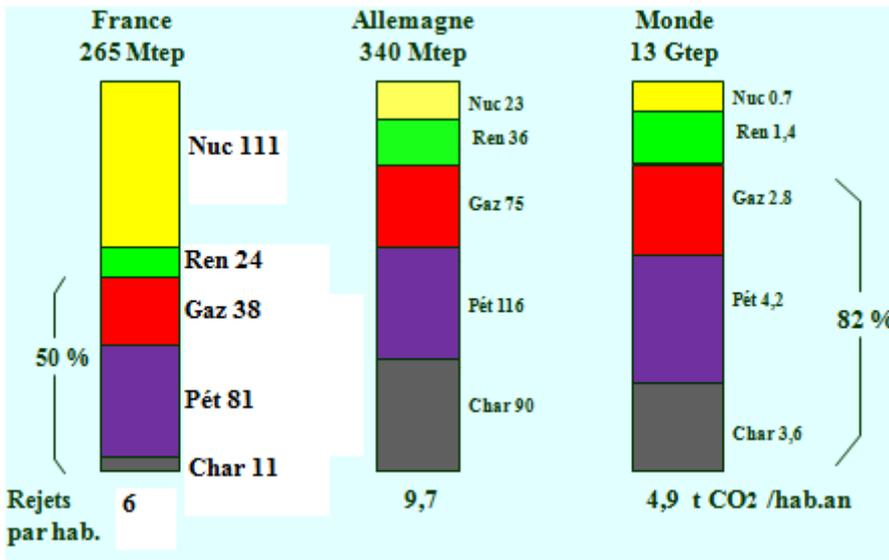


Figure 1 : Situation énergétique primaire en Mtep France, Allemagne, Monde (année 2012)

Une première étape de sortie des fossiles a donc déjà été réussie et une première voie tracée, qu'il ne faudrait pas a priori abandonner, comme certains veulent l'imposer, mais au contraire accentuer, ce sera un des moyens d'action développé dans Négatep.

La figure 2 permet de voir comment la consommation d'énergie finale a évolué ces dernières années à partir d'un indice 100 en 1960, et en anticipant sur l'avenir, montrer le chemin à suivre, selon l'approche Négatep,

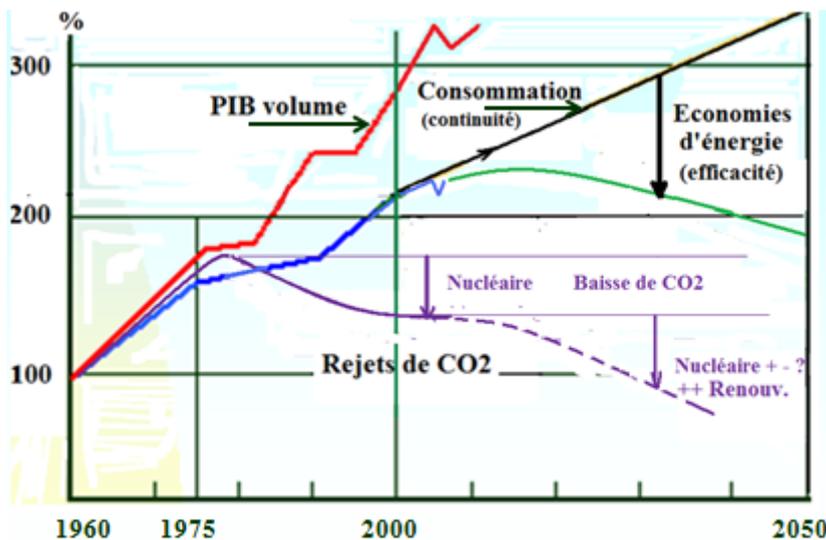


Figure 2 – Evolutions relatives du PIB, de la consommation d'énergie et des rejets de gaz carbonique

On notera sur cette figure 2, la corrélation de la consommation énergétique avec l'évolution du PIB, atténuée par une amélioration de l'efficacité énergétique. Cette amélioration de l'efficacité fût nette après les crises pétrolières et l'effet coût de l'énergie indicé sur celui du pétrole¹⁷.

Cette figure 2 est très instructive, si l'on regarde l'évolution des rejets de CO₂. Nous constatons que l'augmentation, continue jusqu'aux années 70, 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 celles de 90 (Fessenheim1 en 1977, à Civeaux 2 en 2000), conjuguée à l'accroissement de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale, dont le chauffage direct à l'électricité. Ceci a permis de réduire d'environ 20 % les rejets de CO₂ alors que la consommation finale augmentait de 25 % entre 1985 et 2009.

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 évident que plus l'on tarde, plus l'effort demandé sera important.

¹⁷ 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 \$.

C) Le scénario « business as usual » (B.A.U.)

A partir de la situation actuelle (voir B), le scénario de référence ou B;A.U. (Business as usual) représente ce que pourrait être l'avenir dans la continuité, sans modification significative de nos modes de vie, ni action spécifique visant à répondre à de nouvelles règles, impositions ou contraintes, comme par exemple, celle de réduire nos rejets de gaz carbonique, ou de réduire notre dépendance énergétique.

Ce scénario, fondé sur le document DGEMP SR2008¹⁸ qui couvre la période 2020-2030, (que nous avons extrapolé linéairement à 2050), représente ce que serait la situation énergétique de la France, « *si aucune politique ou mesure nouvelle, autre que celles déjà en place ou décidées au 1^{er} janvier 2008, n'était prise, en particulier pas de mesures nouvelles qui pourraient ressortir des suites du Grenelle de l'environnement* ».

Il suppose aussi l'absence de grave crise mondiale dans l'approvisionnement des combustibles fossiles et le maintien des prix de ces combustibles à des valeurs voisines des actuelles, soit un baril de pétrole au voisinage des 100 \$.

Le document « scénario de référence DGEMP » explicite en détail les hypothèses de consommation sur lesquelles il se base (taux de croissance moyen du PIB de 2,1 %/an, croissance démographique¹⁹ emplois etc.). Il se réfère notamment au contexte réglementaire antérieur au Grenelle de l'environnement, tout en tenant compte d'une constante de temps dans la mise en œuvre des réglementations (notamment RT 2005), mais, à la suite du CEREN, il limite, à 75 % de l'effet théorique, l'efficacité de ces réglementations thermiques.

Le document explicite également les hypothèses prises en matière de moyens de production d'électricité. Il table sur une quasi stabilité du nucléaire, de l'hydraulique et du thermique décentralisé non renouvelable, une forte baisse du charbon et du fioul pour la semi base, une très forte hausse du gaz (CCCG et TAC), un programme modéré d'éoliennes et symbolique de solaire photovoltaïque.

Les résultats sont résumés dans le tableau 7 et illustrés par la figure 3.

Mtep	2006	2012*	2020	2030	2050
Industrie	37,4	33,6	41,7	44,8	51
Résidentiel tertiaire	70,6	68,6	81,2	84,4	90,6
Agriculture	2,9	3	4,3	4,6	5,2
Transports	50,8	49,2	56,9	64,3	79,1
Total énergétique	161,7	154,4	184,1	198,1	226

Tableau 7– Consommation finale énergétique, hors branche énergie
(DGMEP SR2008 pour 2020-2030 et extrapolation 2050)

* L'année 2012 ne faisait pas partie du document DGEMP. Elle a été ajoutée ici, marquant la situation « nouvelle » après crise

¹⁸ « Scénario de référence SR2008 » de la DGEMP

¹⁹ Pour Négatep, nous supposons le passage de 63 millions en France métropolitaine en 2012 à 70 millions en 2050 (+ 11 %)

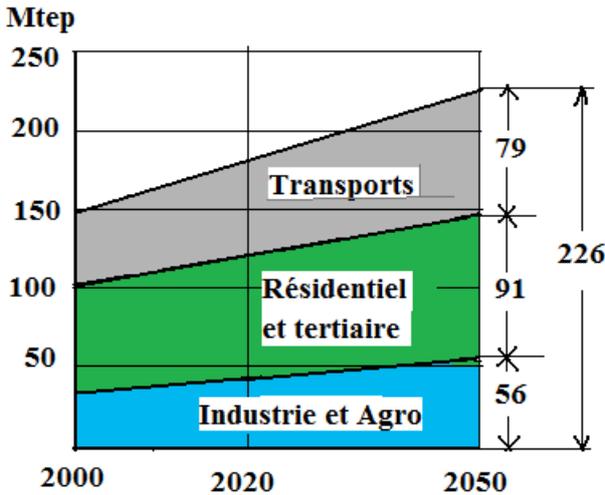


Fig 3: Energies finales en Mtep selon le scénario de référence (DGEMP SR2008) extrapolé

Ce scénario de référence fait passer la consommation d'énergie finale de 164 Mtep en 2008 à 226 en 2050, soit + 38 % (environ un peu moins de 1 %/an), à mettre en parallèle avec un accroissement de population (Prévision : 70 millions en 2050, pour 63,4 Millions en 2012 et 59 millions en 2000) et de celui du PIB de 2,1 %/an (hypothèse DGMEP, soit hors crise 2008 ...). Un effet de gain d'efficacité énergétique est donc déjà présent dans le scénario de référence.

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.

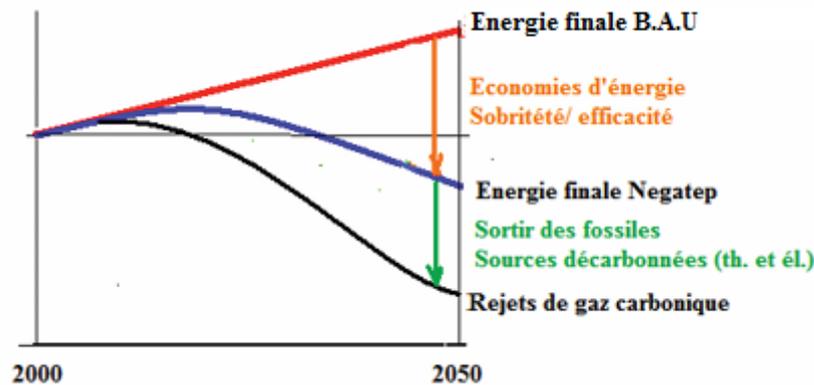


Figure 4 : L'approche globale Négatep

Il est clair que la crise économique, marquée par le krach de l'automne 2008, bouscule les prévisions, à court terme. Alors que la consommation finale augmentait depuis 2000, le seul creux de consommation de - 3.7 % en 2009, n'a pas été compensé par les légères reprises de 2010 et 2011, et ainsi le niveau de l'an 2000 (150 Mtep) est à peine retrouvé : 154 en 2012.

Les espoirs d'une relance, dès 2014, conduisent néanmoins à continuer de se baser sur le même scénario de référence, comme repère pour quantifier les actions visant la réduction des rejets.

D) Maitrise de la demande : objectif 2050

D.1 Généralités

Les besoins exprimés 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 le montre la figure 2, Inverser cette tendance universelle (dans le temps et l'espace des pays), comme nous n'envisageons pas de limiter l'accroissement de population (pour la France métropolitaine, nous retenons le passage de 63 millions d'habitants en 2012 à 70 en 2050, indiqué par la DGMEP), la seule voie est donc de réduire les besoins énergétiques par habitant, qui peut se faire selon 2 axes :

- la sobriété (sagesse de chacun, qui se contente de moins, en espérant que ceci ne lui sera pas imposé directement de façon autoritaire, ou indirectement par manque de moyens financiers (allant même jusqu'au détriment de la santé).
- l'efficacité (répondre mieux aux mêmes besoins par l'amélioration des rendements des procédés, en récupérant les pertes...) en se reposant surtout sur la technique et la créativité.

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 2012. 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 à 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 CO2
Résidentiel et tertiaire	68 Mtep (44.6 %)		116 Mt (33 %)
Industrie et Agriculture.	36 Mtep (23.4 %)		85 Mt (24 %)
Transports	49 Mtep (32 %)		149 Mt (43 %)
Total	154 Mtep	264 Mtep	350 Mt²⁰

Tableau 8 Répartition des consommations et des rejets de gaz carbonique en 2012, 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 ». Détaillée dans le cadre du paquet climat-énergie de l'UE, adopté en 2008, nous avons 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

²⁰ Le total rejet de 350 Mt diffère de celui global du § A5 (373 Mt) car concernant la seule énergie finale, il ne comprend pas les rejets liés aux activités non énergétiques et la part du bilan global d'électricité export- import, qui n'entre pas dans la consommation intérieure

Pour la France, ces objectifs en équivalents des 3 x 20 de l'EU, sont déclinés comme suit :

- Réduction de 20 % des émissions de GES
- Réalisation de 20% d'économie d'énergie en 2020 (ici on parle économie et non efficacité)²¹
- Intégration de 23% d'Énergie Renouvelable dans la consommation d'énergie finale²²

Malheureusement en fixant des objectifs chiffrés sous forme des 3 fois 20, il y a confusion entre objectifs et moyens. Confondre diminution des consommations énergétiques, imposition d'une part de renouvelables et réduction des rejets de gaz à effet de serre peut conduire à des choix contradictoires, des aberrations économiques et environnementales.

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 comparé à un chauffage individuel au gaz. 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.

Il est essentiel de revenir sur cette approche multi objectifs et de se donner comme prioritaire : la forte baisse des rejets de gaz carbonique, et donc dans la mesure où nous ne retenons pas la CSC (Concentration Séquestration de Carbone) réduire l'appel aux combustibles fossiles.

Après être sortis du charbon (voir B), il faut réduire gaz (essentiellement chauffage) et pétrole (essentiellement mobilité).

D 2 : Secteur résidentiel²³

Le secteur résidentiel est le second poste de consommation énergétique du pays (30 % en énergie finale), juste après les transports (32 %). Mais, avec 22 % des rejets de gaz carbonique, il est loin derrière ces mêmes transports (43 % du total des rejets). Ceci 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, par rapport à la mobilité qui dépend pratiquement à 100 % du pétrole.

Les 33 millions de logements se répartissent en 28 millions de résidences principales, 3,2 millions de résidences secondaires et 2,1 millions de logements inoccupés. Hormis ces derniers, ces chiffres devraient, comme dans le scénario de référence, augmenter avec la population d'environ 11 % dans Négatep.

La surface moyenne est de 91 m² par logement. La surface par habitant, actuellement de 40 m²/habitant devrait continuer d'augmenter dans Négatep pour atteindre 45 m²/habitant, comme dans le scénario SR2008 (il était de 31 en 1984)²⁴.

Le total de la consommation finale en 2012 était de 46 Mtep (533 TWh),

²¹ 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 ce PIB de 22,5 % (+ 1,5 %/an) le décompte EU donne avec un gain d'efficacité de 20 % un accroissement de consommation de 2,5 % visé, alors que le décompte Français donne une baisse de 20 % visée.

²² 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

²³ 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).

²⁴ Augmentation de la population, du nombre de familles monoparentales, vieillissement de la population, etc.

Négatep 2014

Répartition : gaz : 32,1 % (171 TWh) l'électricité : 31,6 % (168 TWh), le fioul: 14,5 % (77 TWh), le bois : 15,5 % (82 TWh), divers 6,4 % (déchets, le GPL, charbon)²⁵.

La consommation énergétique moyenne est de 190 kWh/m².an (moyenne 17500 kWh/an par logement en résidence principale)

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 44 % des logements, l'électricité 34 %, le fuel 14 % (surtout en maisons individuelles), le chauffage urbain 4 %, le bois 3 %

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

- La consommation moyenne chauffage varie :

- pour les logements collectifs récents (année 2000) d'environ 5000 kWh/an à 8000 kWh/an pour les plus anciens (1975 et avant)²⁶
- pour les maisons individuelles d'environ 11000 kWh/an pour les récentes (année 2000) à 25000 kWh/an pour les anciennes (1975 et avant)

D. 2.1.2. Avenir, Sobriété ?

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

Ceci n'est 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 que par l'esprit civique, de la bonne volonté, l'éducation et 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 population²⁷. Ceci 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 %, pour prise en compte de l'effet limite de température.

²⁵ 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) avec d'autres relevés mais déjà y compris 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 relative et globale de ce document

²⁶ 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).

²⁷ Lorsqu'en collectif, la température est imposée par les réglages, le recours aux convecteurs électriques d'appoint est généralisé, comme ceci se voit chaque année par le nombre d'achat de ces appareils. Ceci est en grande partie à l'origine du 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.

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

Commentaire préliminaire : les failles de la RT 2012²⁸, 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 (88, 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 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, hors ou avec électricité. Mais ce dernier point fût totalement effacé dans la RT 2012²⁹, omettant 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'OPECST³⁰, 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, serait-elle hors la loi ?

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

Dans ce contexte, pensant que la RT 2012 sera corrigée, Négatep retient pour tous les besoins (dont ceux hors chauffage) la référence de 50 kWh/m².an pour le neuf, et 100 pour l'ancien, en énergie finale (et non primaire, pour en revenir à la base des premières RT).

a) Chauffage, habitat neuf

En ce qui concerne les nouveaux logements, la norme de 50 kWh/m² d'énergie primaire, est probablement inaccessible, mais quel que soit le résultat obtenu, il ne pourra probablement pas l'être avec des combustibles fossiles³¹ en prenant en compte des limitations de rejets de gaz carboniques.

Pour fixer un ordre de grandeur Négatep retient une consommation d'énergie finale de 50 kWh/m².an, soit en progrès par rapport aux logements existants chauffés à l'électricité,

Ceci affecté aux 10 millions de logements neufs d'ici 2050, chiffre retenu dans Négatep comme dans la tendance, donne 50 TWh.

b) Logements anciens, rénovations

²⁸ Règlement thermique 2012 applicable à la construction neuve

²⁹ Il est clair que derrière cette nouvelle réglementation, introduite subrepticement et sans évaluation, c'est l'électricité nucléaire qui est visée.

³⁰ OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

³¹ 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 2 kWh/m².an

Négatep 2014

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. Orselli³², 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

- Environ 1/3 des logements (près de 6,7 millions) chauffés à l'électricité, généralement bien isolés (7 MWh/an par logement d'énergie finale, 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 d'énergies renouvelables (essentiellement le chauffage bois souvent médiocrement efficace) 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 30000 €³³ par logement,³⁴ 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 %³⁵ 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 10000 €) et largement compensé par la réduction de la facture de combustibles (et de CO₂). En revanche, il nécessite une forte augmentation des énergies non carbonées.

La comparaison des coûts de ces deux scénarios illustre parfaitement la loi de rendement décroissant : il faut compter moins de 10000 € pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par logement, mais 30000 € pour la réduire de 20 à 5 MWh/an ; le prix du MWh économisé est près de 3 fois plus élevé dans ce dernier cas, et le prix marginal, pour passer de 10 à 5 MWh/an près de 6 fois plus élevé³⁶.

- 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

³² J. Orselli – Rapport n° 004834-01 au Conseil Général des Ponts et Chaussées « Les économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments » (février 2008)

³³ Le rapport Orselli se basait sur 20000 €, des données plus récentes donnent plutôt 30000 €, pour des surfaces moyennes de 70 m²

³⁴ Il faut y ajouter 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.

³⁵ Un peu plus pour les logements antérieurs à 1975, un peu moins pour les logements postérieurs à 1995.

³⁶ 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 2500 €/tep).

Négatep 2014

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 existantes³⁷.

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 Negatep qui propose de ramener, pour une rénovation moyenne, la consommation d'énergie finale de 200 à 100 kWh/m², pour un coût de 15000 €/logement³⁸ (voir § G le coût total).

Sur la base de 500000 rénovations par an et un total de 20 millions de logements rénovés d'ici 2050, la consommation 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 rebond³⁹.

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 277 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 250 TWh (21,5 Mtep)

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, ces combustibles fossiles, pouvant être « stockés », n'étant utilisés que lors des périodes limitées de pointes
- la biomasse, mais en 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
- cette biomasse étant essentielle destinée à grande échelle pour servir de combustible de base aux réseaux de chaleur

³⁷ 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 revu dans sa totalité en investissement, ce qui n'exclut par exemple un mixte nouvelle chaudière gaz et l'apport électrique effaçable.

³⁸ 5000 d'entretien courant + 10000 de surcoût d'isolation

³⁹ 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 appliqué 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 RT2012).

Il faut noter le peu d'apport attendu du chauffage solaire, à l'opposé des fortes attentes pour l'ECS (eau chaude sanitaire) voir D.2.2, car contrairement à l'ECS qui sert toute l'année, le 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 2012, 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 + 13 % de population, 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), les pompes à chaleur, mais aussi sur 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.⁴⁰

D.2.3 Cuisson

La cuisson, dans l'habitat existant, consomme environ 34 TWh (15 TWh d'électricité et 19 de gaz), soit à peu près 1200 kWh par logement. On peut admettre que cela suivra l'évolution de la population, ce qui conduira à 38 TWh en 2050, essentiellement électriques.

D.2.4 : Electricité spécifique

Les besoins spécifiques d'électricité représentaient, en 2012, 93 TWh, soit une moyenne de 3300 kWh par logement (décompte des seules résidences principales)⁴¹

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 en liaison avec le développement. A ceci il faut ajouter les « produits bruns » (audiovisuel : TV, lecteurs DVD, consoles, chaîne hi-fi, décodeurs, etc.) et des « 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 une évolution proportionnelle à celle des habitants, soit + 13 % donc 105 TWh.

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

⁴⁰ L'équivalent « smart grid » existe depuis longtemps, avec le fonctionnement en heures de nuit, favorisé par les tarifs et déjà commandé à distance. Ceci pourrait être fortement amélioré avec élargissement des horaires favorisant un étalement, dans la nuit, afin de ne pas accentuer la nouvelle petite pointe actuelle vers 22h30.

⁴¹ 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)

Négatep 2014

*première analyse, on peut considérer qu'une part significative des usages spécifiques aboutissent à de la fourniture de chaleur. Ceci est vrai pour l'ensemble des appareils lors de la saison de chauffage, et en particulier l'éclairage*⁴²

Récapitulatif : demande du secteur résidentiel 459 TWh (39.5 Mtep)

Cette consommation finale en 2050 est à comparer, aux 657 TWh selon le scénario B.A.U. (soit des économies globales de 43 %), aux 533 TWh actuels (- 14 %), avec par habitant par rapport à 2012, une économie de 23 %.

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 Prévot⁴³, 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 utile⁴⁴.

D 3 Secteur tertiaire

Bureaux, commerces, enseignement, administration, santé, actions sociales, sports...pour une surface totale d'environ 1000 millions de m² (soit environ 1/3 de la surface du résidentiel).

La consommation finale en 2012 est de 255 TWh (22 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 B.A.U prévoit environ 32 Mtep. Le rapport Orselli⁴⁵ 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.

⁴² C'est le cas, notamment, des ampoules basse consommation qui ne permettent pas toujours de réduire la consommation 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)

⁴³ www.hprevot.fr - « Effet de serre, indépendance énergétique – facteur 3 en 30 ans »

⁴⁴ http://www.ufe-electricite.fr/IMG/pdf/ufe_etude_1_.pdf

⁴⁵ Voir nota bas de page § D.2.1.3 b

Compte tenu de ces éléments qualitatifs, nous admettrons, contrairement au scénario B.A.U. que les besoins du secteur tertiaire pourraient se stabiliser à leur niveau actuel, soit environ 22 Mtep, et non baisser de 14 %, comme ceux du résidentiel.

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 et pour moitié par l'électricité, en direct ou en utilisant des pompes à chaleur associées aux énergies renouvelables. Il faut noter l'accent à mettre sur les liaisons avec les réseaux de chaleur pour les grands ensembles tertiaires.

D 4 – Secteurs industrie et agroalimentaire

Les secteurs industrie et agroalimentaire ont consommé, en 2012, 36,5 Mtep (418 TWh), se décomposant en 32,1 Mtep pour l'industrie (dont 4,7 pour la sidérurgie) et 4,4 pour l'agroalimentaire.

L'industrie seule, qui représentait 38 Mtep en 2002, 37 en 2006, a été le secteur le plus affecté par la crise revenant à 32 Mtep en 2012, comme indiqué. Cette baisse n'est pas liée à une amélioration de l'efficacité énergétique, comme celle vécue des années 80, mais bien 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 5⁴⁶.

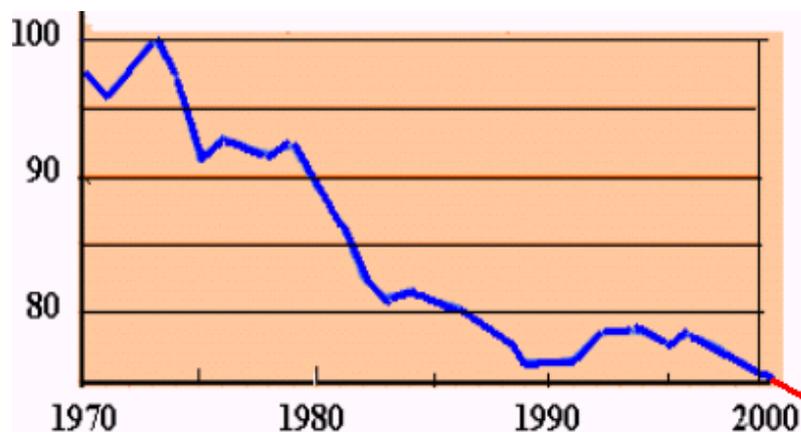


Figure 5 : Evolution de l'intensité énergétique dans l'industrie

Alors que la tendance aboutit à 56 Mtep en 2050, peut-on encore espérer des gains d'efficacité ? La réponse est oui, mais comme le plus accessible 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 25 % d'ici 2050, les deux secteurs confondus. La consommation totale en 2050 serait alors

⁴⁶ 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. Dès 90, l'effort s'est estompé avec le retour d'un pétrole bon marché.

pratiquement au niveau de 2006, à 40 Mtep, en comptant aussi sur une ré-industrialisation⁴⁷, facilitée par une électricité qui grâce au nucléaire, s'avère compétitive.

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 du CO₂ 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 %.

Nota : À ces besoins, il faut ajouter ceux qui pourraient provenir de l'industrie des biocarburants, abordée en D5

D 5 Les transports

Les transports reposent aujourd'hui presque exclusivement sur le pétrole. S'ils représentent 32 % des demandes en énergie finale, ils sont responsables de 40 % des rejets de gaz carbonique.

Il n'existe pas à court terme de sources 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 de moins de CO₂ que la neuve de 1995 (gain 12%)⁴⁸. 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 des marchandises, mais un simple ralentissement de la progression, voire quasi stabilisation, du transport 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 2012, le transport des biens et des personnes peut se mesurer par :

- 324 Gt.km (Milliards de tonnes de produits transportés par kilomètres parcourus)

Route 283 ; Fer 32, Fluvial 8

A noter une forte baisse suite à la crise (environ 15 %)

- 984 Gpkm (Milliards de passagers par kilomètre parcourus)

Véhicules particuliers : 815; autobus et cars : 52 ; fer : 104 ; aérien 14 (vols intérieurs). Le rythme de croissance est faible, mais sur 10 ans assez continu (+ 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 Mtep.

La voiture individuelle fait appel à 25 Mtep (en moyenne un peu moins de 2 passagers par véhicule, tous parcours confondus⁴⁹), les marchandises à 17, (route 15 par camions et utilitaires légers, fer

⁴⁷ On peut aussi noter qu'une reprise de l'activité productrice en France, souhaitable pour l'emploi, pourrait conduire à des chiffres plus élevés

⁴⁸ 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 des rejets de CO₂

⁴⁹ Très grandes différences entre les moyennes villes jours ouvrés (1,3 passager par véhicule), les loisirs familiaux (environ 2,5)...

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 B.A.U. construit avec une tendance de + 1,2 % an, conduirait à 79 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 « pétrole » au km parcouru ou à la tonne transportée⁵⁰ ; la consommation aux 100 km pourrait diminuer entre 30 et 40 %% d'ici 2050, tant pour les voitures individuelles que pour 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.⁵¹
- Les demandes en transports aériens pourraient diminuer de près de 50 %, en vols intérieurs, mais ne décroître que très peu 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 un taux réel de « réussite » de 70 %.

Sur ces bases, Négatep retient des demandes qui seraient ramenés à 35 Mtep sur la base du même appel majoritaire aux combustibles fossiles, soit 29 % de moins qu'actuellement, mais – 40 % de moins par habitant. L'effort demandé à la maîtrise de l'énergie par rapport à 2012, on le voit, est considérable (en gros -1%/an). Il l'est encore plus par rapport au scénario B.A.U (plus d'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 limitant le pétrole, si l'on veut réduire fortement les rejets de gaz carbonique⁵².

Il faut une révolution et sortir en grande partie du tout pétrole, en passant par les biocarburants et l'électricité, sous réserve que cette dernière soit décarbonée. Mais, il est clair que cette révolution se fera dans un contexte de concurrence 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 séquestration de CO₂, ces voies

⁵⁰ 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.

⁵¹ La solution dite « autoroute hybride » avec des voies réservées équipées de caténaire électrique pour camions mixte électrique/thermique, devrait être regardée

⁵² L'augmentation des transports en commun basée sur une électricité décarbonée y participe déjà

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 approché puisqu'il atteint 2,7 en 2012, 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 première⁵³, 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. Mais en outre le bilan net effet de serre est loin d'être celui attendu, la filière n'est en définitive pas neutre vis-à-vis des rejets.

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'énergie⁵⁴. Leur bilan technico-économique devra être cependant très sensiblement amélioré. Le rendement énergétique étant 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 un mélange des deux, en fonction des prix respectifs de la biomasse et de l'électricité et de la rareté de la biomasse⁵⁵.

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 $C_6 H_9 O_4$, 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, 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

⁵³ C'est la voie choisie par la Suède, qui importe du Brésil 95 % de l'éthanol nécessaire pour remplacer le carburant automobile.

⁵⁴ 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 d'énergie externe se traduirait de la façon suivante : 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 apportant 1 tep d'énergie extérieure.

⁵⁵ B. Jarry « Rapport du groupe de travail sur les biocarburants » (2008) de l'Académie des technologies. Le coût (en €/GJ), d'un biocarburant produit serait d'environ : $C_{\text{biocarburant}} = (P_{\text{biomasse}} + P_{\text{énergie consommée}}) + 12,5$. Si on table sur un prix de l'énergie consommée (biomasse ou électricité) compris entre 10 et 15 €/GJ, on arrive à une fourchette de coût du biocarburant 35 à 45 €/GJ, soit, en arrondissant, 1500 à 1900 €/tep.

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 leur utilisation respective : en substitution directe au pétrole pour le liquide, ou utilisation dans une pile à combustible (PàC) pour le gazeux. Mais, même si les progrès technologiques espérés permettent de déboucher sur une PàC/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 une production 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, pour moitié par l'électricité, ici 87 TWh).

A ceci s'ajoute pour les transports l'utilisation du biogaz de méthanisation 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 véhicule⁵⁶). Les véhicules hybrides rechargeables peuvent se contenter de batteries de plus faibles capacités : avec une autonomie de 100 km, on devrait pouvoir assurer la plupart des déplacements journaliers qui, en moyenne, ne dépassent pas 40 km, en ne consommant pratiquement que de l'électricité⁵⁷. 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 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 la répartition suivante :

⁵⁶ 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 » ;

⁵⁷ 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 de besoin de puissance installée supplémentaire

Négatep 2014

- Transports en commun électrifiés 3 Mtep (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 : 58 TWh*

Cette énergie passe 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 de la puissance totale appelée par le réseau de l'ordre de 20 GW hors recharge batteries. 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).

D.6 Bilan global : demande d'énergie finale

	2012	Tendance B.A.U 2050	Négatep 2050	Ecart / 2012 par habitant
Résidentiel et tertiaire	68,6 Mtep	91 Mtep	61,5 Mtep	- 20 %
Industrie et Agriculture.	36 Mtep	56 Mtep	40 Mtep	- 2 %
Transports	49 Mtep	79 Mtep	25 Mtep ⁵⁸	- 55 %
Total	154 Mtep	264 Mtep	126,5 Mtep	- 27 %

Tableau 9, Energies finales en 2012, selon tendance et Négatep 2050

⁵⁸ Le besoin d'énergie finale transports Négatep tient compte du remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité

E) Sources d'énergies décarbonées d'ici 2050

Réduire la part des combustibles fossiles suppose, outre d'importantes économies d'énergies, l'appel à des sources d'énergie décarbonées : les renouvelables⁵⁹ et le nucléaire.

Les renouvelables assurent à ce jour en France 24 Mtep d'énergie primaire (9 % du total) et le nucléaire 110 Mtep (42 %), alors que les combustibles fossiles en assurent 129 Mtep (49 %).

La baisse de ces derniers d'un facteur proche de 4 soit – 97 Mtep, ne peut totalement reposer sur les économies vues ci-dessus de 27,5 Mtep en énergie finale. En premier ordre de grandeur l'écart de 69,5 Mtep (97 – 27,5) doit provenir des sources décarbonées (+ 52 %) 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 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 1^o génération, représente à ce jour environ 14 Mtep d'énergie primaire.

Un premier constat, une certitude, la forêt est sous exploitée. L'accroissement végétal annuel est de 112 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, pour aboutir à un total de 33,1 Mm³ de bois énergie qui sont récoltés et commercialisés chaque année, auxquels il faudrait ajouter une partie du bois directement récolté par certains utilisateurs individuels estimée à 6,1 Mm³, soit un total de 39 Mm³ (9 Mtep⁶⁰).

Un doublement de la seule production énergétique forêt, dans le cadre d'une exploitation qui développe aussi le bois d'œuvre (davantage de constructions bois) et maintient la situation bois d'industrie (papier...) est sans obstacle technique majeur 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.⁶¹

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.

Négatep ne prévoit pas de modification fondamentale dans l'utilisation des terres⁶², (la répartition simplifiée en : 15/10/15⁶³). Négatep en particulier, ne touche pas aux surfaces cultivées pour l'alimentation, ne prévoit pas de changement drastique des régimes alimentaires, tout en faisant face à l'augmentation de population et surtout ne prévoit pas de réduire la part exportation de nos produits (surplus commercial agriculture et agroalimentaire de 11 Md €/an, essentiel pour la balance des paiements)

⁵⁹ Référence : Livre « Les énergies renouvelables, Etat des lieux et perspectives » par C. Acket et Jacques Vaillant ; Editions Technip 2011

⁶⁰ Sur base simplifiée : moitié feuillus, moitié résineux

⁶¹ P. Mathis – « La biomasse, filière d'avenir ? » éditions Quae 2013)

⁶² P. Mathis – op. cité

⁶³ En Millions d'hectares : cultures annuelles / prairies / forêts et équivalents

Négatep 2014

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, négligence.

L'ensemble forêt et taillis pourrait fournir 20 Mtep en énergie primaire (légère adaptation des cultures sans pour autant pénaliser le bois d'œuvre)

Les 2,2 Mha affectés à ce jour aux biocarburants de 1^o génération seront affectés à ceux de 2^o génération, avec des plantes adaptées comme par exemple le miscanthus donnant annuellement 15 t. MS à l'hectare, soit 11 Mtep en énergie primaire.⁶⁴

En ajoutant les déchets divers carbonés agricoles, agro alimentaires, etc. (4 Mtep), incinérés ou transformés en biogaz (mais nous ne prévoyons pas de cultures spécifiques biogaz), nous obtenons un apport global de 30 Mtep de biomasse primaire (cf. § F 3.3.2)

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 3 à 5 Mtep.

- Une forte extension est à prévoir pour la géothermie de surface⁶⁵ 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.

En additionnant avec la biomasse, l'ensemble des renouvelables « chaleur » pourrait ainsi produire 37 Mtep, soit + 25 Mtep par rapport à 2012

Ceci conduit au bilan global conduisant aux besoins d'électricité.

	<u>Besoins globaux</u> (1)	<u>Biom chauf</u> (2)	<u>Bioc.</u> (3)	<u>Solaire, Géoth</u> (4)	<u>Déchets Biogaz</u> (5)	<u>Gaz</u> (6)	<u>Pétr.</u> (7)	<u>Charb.</u> (8)	<u>Total hors élect.</u> (9) = (2) à (8)	<u>Besoins Electricité</u> = (1) - (9)
R et T	61,5	8,5		10	1	4			23,5	38
I et A	40	2		2	1	10	1	5	21	19
Trans	25		10		2		5		17	8
Total	126,5	10,5	10	12	4	14	6	5	61,5	65 754 TWh

Tableau 10. Négatep 2050 : Energies finales par source en Mtep

⁶⁴ 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

⁶⁵ 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, méritent aussi d'être mentionnés, car plus faciles à installer surtout en rénovation.

Les 65 Mtep d'électricité correspondent à une consommation finale de 754 TWh d'électricité. Pour remonter aux besoins réels en électricité, il faut ajouter les consommations intermédiaires de 87 TWh (équivalent à 7,5 Mtep) entrant dans la fabrication de biocarburants. Cette consommation pourrait être affectée indirectement, soit à l'usage « Transports », soit au secteur « Industrie ».

Globalement les besoins en consommation d'électricité sont de 841 TWh, ce qui donne en supposant une perte en lignes de 8%, **une production brute de 908 TWh**, hors bilan export/import⁶⁶ et pertes du pompage STEP (2 TWh actuels).

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 2012, les productions et puissances installées des renouvelables électriques étaient les suivantes :

Hydraulique terrestre : 63 TWh (21500 MW)⁶⁷
 Energie marine : 0,5 TWh (240 MW, pour la seule installation de la Rance)
 Eolien : 14,9 TWh (7500 MWi fin 2012)
 Photovoltaïque : 4,1 TWh (3500 MWc installés fin 2012)
 Divers (déchets, cogénération bois...) : 5,3 TWh.
 Total : 88 TWh (15,6 % de 562 TWh au 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 : 63 TWh soit 11 % du total de 560 TWh, comme dans le Monde (3600/22000 TWh soit 16 %)

Si la place relative de l'hydraulique au sein des renouvelables est apparemment moindre en France que dans le Monde, par habitant l'hydraulique est presque 2 fois plus importante en France (1 MWh/hab) que dans le Monde (0,51 MWh/hab).

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 développement⁶⁸, il ne reste en France, que les espoirs fondés sur les hydroliennes⁶⁹, avec les premiers essais en cours.

⁶⁶ Que nous supposons équilibrés en total annuel, ce qui n'exclut pas des transits momentanés exports ou imports

⁶⁷ 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

⁶⁸ Pas de suite après cette première expérience mondiale de la Rance (et quasi unique, puisque seulement récemment une installation équivalente en Corée de 250 MW) Filière quasi abandonnée au niveau mondial.

⁶⁹ D'après EdF le potentiel de nos côtes serait limité à environ 5 TWh

A noter les quasis échecs des développements mondiaux des machines houlomotrices

Globalement viser 70 TWh 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 fluctuantes (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 possibles⁷⁰. 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 ?)

E.2.2 L'éolien

L'éolien ne connaît un fort développement en France que depuis peu (240 MWi en 2000, 1000 en 2005, 7500 fin 2012 (un plus significatif de + 800 MWi pour cette seule dernière année 2012).

Toutes ces machines sont terrestres. Le développement des éoliennes en mer est enfin lancé, après de longues péripéties d'appels d'offres non retenus (en général au vu des coûts supérieurs à 200 €/MWh). Suite aux derniers appels d'offres les premières commandes d'éoliennes offshore sont lancées pour 2000 MWi (en 4 contrats d'environ 500 MWi chaque). Un nouvel appel d'offre pour 1000 MWi supplémentaires vient d'aboutir au début 2014 .

Le Grenelle de l'environnement prévoyait l'installation de 19 GW en éolien terrestre et 6 GW en « offshore » d'ici 2020, le tout devant produire environ 58 TWh. Au rythme actuel de développement, l'objectif des 25 GW ne devrait pas être atteint et sauf brusque accélération dans l'éolien offshore, peut probable du fait des coûts (encore supérieurs à 200 €/MWh, selon les derniers appels d'offre

Le développement de l'éolien doit faire face à deux obstacles majeurs : la variabilité de production (fluctuations) et le coût.

Variabilité de l'éolien: un constat français et européen

La variabilité de production se voit directement sur la figure 6, qui montre la puissance produite en France en début 2012, par l'ensemble du parc éolien de 6500 MW.

⁷⁰ Potentiel évalué à 5 GW, mais utilisation réelle à évaluer

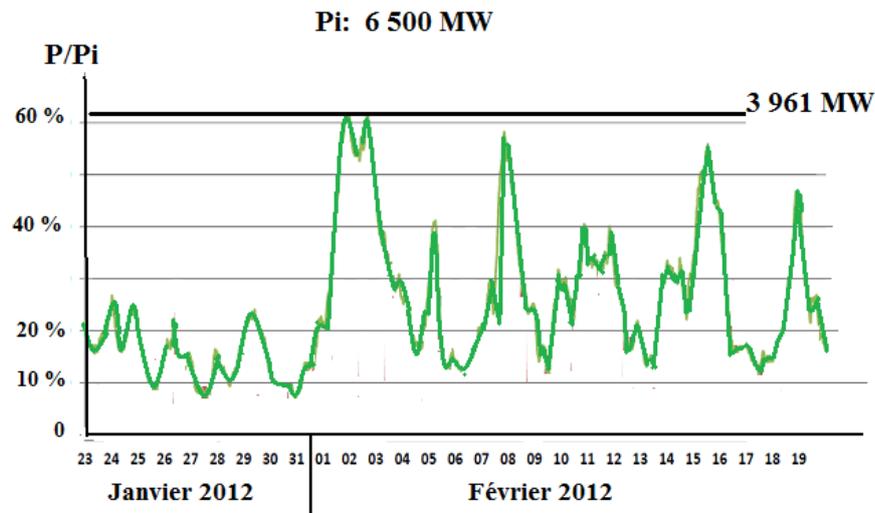


Figure 6 : les variations de production de l'éolien en France

La 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 pour l'éolien, mais, pour une vision plus élargie et complète, il faudrait en amont et en aval prolonger de plusieurs semaines, où la puissance réelle oscille entre 5 et 20 % de la puissance installée (Pi), comme celle de fin janvier.

Dans une large plage de fonctionnement, la puissance d'une éolienne varie en théorie comme le cube de la vitesse du vent : V^3 ⁷¹. 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 6 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, mais la prévision à court terme est toujours difficile. Il n'en demeure pas moins qu'il faut faire face à ces variations

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):

- Le renforcement des réseaux, indispensable pour pouvoir faire transiter les puissances instantanées très élevées⁷². Ce besoin a conduit à promouvoir les interconnexions au niveau européen ; malheureusement, on constate, comme on le voit sur la figure 7, 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.

⁷¹ 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

⁷² On pourrait également 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.

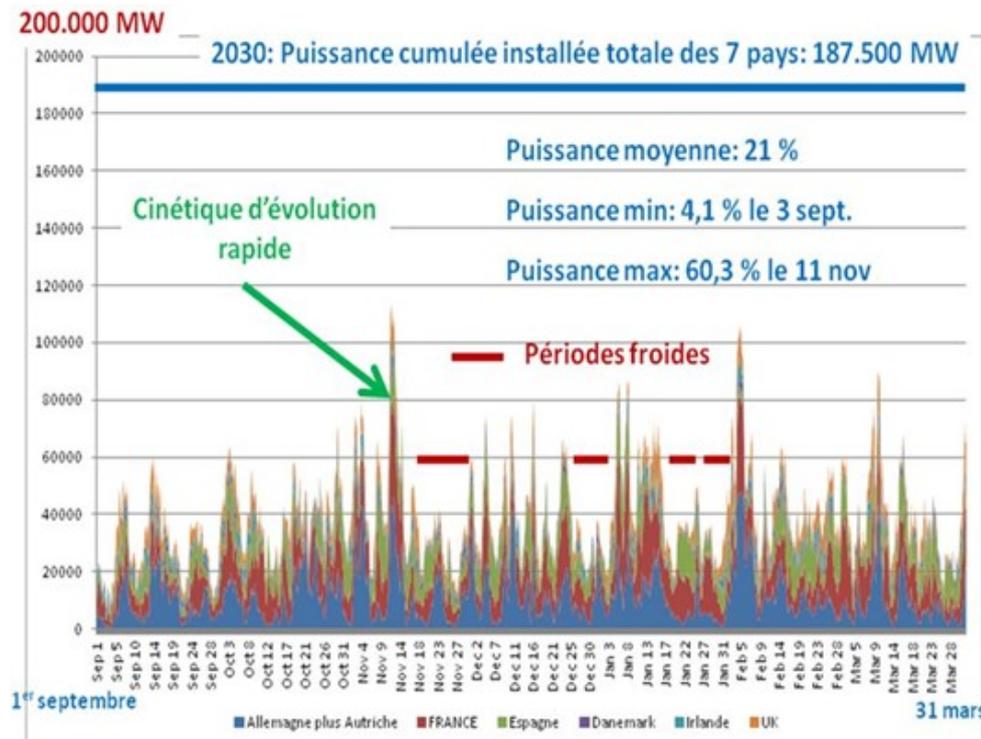


Figure 7 Puissance éolienne, la fausse idée du foisonnement européen
 Sur la base des puissances actuelles relevées dans les différents pays,
 extrapolation pour l'année 2030, avec un fort développement de l'éolien européen⁷³

- 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 GW de STEP) et sont largement insuffisants 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 (batteries), soit de très faible efficacité énergétique.
- L'effacement d'autres moyens de production, essentiellement 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 et augmentent les rejets de CO₂.

La situation est également très différente selon qu'il s'agit de production décentralisée (éoliennes ne débitant que sur un réseau local) ou au contraire très centralisés tels que les parcs éoliens offshore qui peuvent atteindre 1 GW et débitent obligatoirement sur le réseau THT. Il faut également prendre en considération la production intermittente du solaire photovoltaïque (cf. § E.2.3).

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

⁷³ 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)

évidemment pas la même en Allemagne⁷⁴, Danemark et Espagne qui possèdent un très important parc de centrales fossiles capables de s'effacer lors des pointes de production et de suppléer au creux de production, en Norvège qui possède un parc hydraulique largement modulable, et la France qui peut, jusqu'à un certain point, moduler sa production nucléaire (jusqu'à 10 à 15⁷⁵ GW) et mobiliser les STEP et l'hydraulique de montagne (également 4 GW environ). Le plafond serait proche de 40 GW 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, notamment 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) voisins de 88 €/MWh ne devraient plus baisser, ni varier hormis en fonction du coût des matières premières et de la main d'œuvre (importance de la maintenance). Mais à ceci il faut ajouter le coût indirect de la modulation du nucléaire (quelques % des 16 à 20 G€ de la production nucléaire, soit quelques centaines de M€), 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 charge⁷⁶), 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 €/MWh⁷⁷).

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 €/MWh 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 incite à limiter fortement la part de l'éolien, ne pas viser comme actuellement les 25 GW du Grenelle pour 2020, mais conserver ce chiffre pour 2050 en dérive lente de maintien d'une filière visant l'exportation.

Pour Négatep 2050, nous retenons 25 GW d'éolien (répartis moitié terre, moitié mer) et 70 TWh.

E.2.3 Le photovoltaïque

Le photovoltaïque n'a commencé à se développer qu'en 2009 avec 190 MWc installés, au lieu de 30 en 2008, pour atteindre 2500 MWc en 2012 et 4300 MWc fin 2013 (+ 750 MWc la dernière année). Les 5,4 GW du Grenelle seront bien dépassés dès 2014. Pourquoi ce succès ?

⁷⁴ 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 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 !

⁷⁵ 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 week end. Les limites sont surtout économiques et peu techniques

⁷⁶ 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 gaz à cycle vapeur simple).

⁷⁷ Voir Négatep 2014 « Réduire les rejets de gaz carbonique ». Oui, mais à quel coût ? (sur site www.sauvonsleclimat.org)

Le développement, très volontariste, de la filière s'est fait sur la base de l'achat imposé à EDF du courant photovoltaïque, à un taux 5 à 10 fois supérieur au taux du marché (et encore plus important en coût marginal du seul combustible nucléaire).

Par exemple, les tarifs étaient au lancement du Grenelle de 600 €/MWh pour les installations intégrées au bâti. Ce chiffre fût heureusement revu à la baisse (encore 320 en 2013 et 279 €/MWh en 2014⁷⁸). En parallèle les tarifs pour des installations de taille industrielles, au départ beaucoup plus bas, ont eux aussi connus de fortes baisses⁷⁹, et sont actuellement de 71,7 €/MWh. Tout ceci représentera déjà un surcoût annuel pour le consommateur d'électricité de l'ordre de 2 Md € pour une production très faible. La limite du financièrement supportable aurait déjà été dépassée.

Il est clair que l'aspect financier était totalement absent du Grenelle et ceci 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 ? Mais ceci ne prend pas en compte le coût caché du secours back up ou d'un stockage hypothétique.

Si l'aspect coût est plus que pour l'éolien (au moins terrestre) une butée, l'électricité d'origine solaire 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.

Toutefois le solaire photovoltaïque se présente mieux que l'éolien, avec une meilleure prévisibilité, sans exclure toutefois des variations locales brusques⁸⁰, mais par contre une production moindre en hiver lorsque les besoins sont au maximum. Un petit élément positif est à noter : le maximum de production vers midi ou tout en début d'après midi, coïncide avec la première période journalière de forte consommation⁸¹. 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, 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 15 GW et une production de 17 TWh,

Nota :

Un point essentiel à prendre en compte dans toute prospective est que le secteur électrique ne pèse que pour 8% en 2013 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

⁷⁸ Dans de telles conditions, pourquoi auto consommer, si je peux vendre mon courant vers 300 et en acheter en parallèle vers 120 !

⁷⁹ Exemple typique : Monteleger dans la Drôme : puissance 8.2 MWc, production 12 GWh /an à 300 €/MWh en 2011

⁸⁰ 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.

⁸¹ Mais, il est aussi clair qu'elle n'apporte rien lors de la pointe dite du soir

à la méthanisation. Ceci pourrait fournir environ 11 TWh d'électricité, production essentiellement décentralisée.

Globalement, l'ensemble des renouvelables électriques (§ E.2) pourrait produire 168 TWh
Il reste donc à produire 741 TWh par l'ensemble des centrales nucléaires, et thermiques classiques (fossiles et déchets non carbonés).

Ces dernières, pour une puissance installée d'environ 20 GW ont produit 48,7 TWh en 2012, en consommant 9,2 Mtep de combustibles et sont à l'origine de 32 Millions de tonnes de rejets de gaz carbonique. Ces rejets sont déjà relativement faibles, par rapport au total de 373 Mt de l'ensemble des énergies fossiles en 2012. Mais il n'est pas négligeable lorsqu'on le compare à l'objectif de 100 Mt en 2050. Il ne faudrait donc pas que l'augmentation globale des besoins d'électricité se traduise par une hausse équivalente des combustibles fossiles.

L'essentiel ayant déjà été fait avec la quasi fin du charbon, on visera une petite baisse, en ramenant autour de 40 TWh⁸² la production nécessaire pour la stabilité du réseau.

E 2.5 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 les besoins d'énergie locaux. Un de leurs mérites, non des moindres, est de favoriser une démarche "citoyenne".

Mais ces systèmes décentralisés ne permettent de répondre ni aux besoins concentrés d'énergie (industrie) ni d'intégrer des moyens concentrés de production (parcs éoliens offshore de 1 GW). 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 acceptent-ils d'être privés de courant de temps en temps ?

E.3 L'électricité nucléaire

En 2012, le nucléaire a produit 426 TWh (soit 76 % de l'énergie totale électrique produite en France) à partir des 63 GW de puissance installée. Ceci repose sur 58 tranches mises en service de 1977 à 1999 (de Fessenheim1 et sa MSI en 1977, à Civaux 2 et sa MSI en 2000)

Si la durée de vie initiale prévue était de 40 ans⁸³, (en cohérence avec une base d'amortissement financier sur 30 ans) Négatep mise sur une extension à 50 et 60 ans⁸⁴, sous réserve de l'accord final

⁸² Cette production pourrait être assurée avec 20 GW de TAC produisant en moyenne l'équivalent de 200 hepp par an et 20 GW de CCCG produisant en moyenne 1800 hepp par an.

⁸³ 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

tranche par tranche de l'ASN. Les réacteurs actuels, dits de deuxième génération ont été sans cesse améliorés (en particulier lors des arrêts décennaux) et leur sûreté remis au fur et à mesure au niveau des dernières exigences, dont celles suite à Fukushima, toujours sous le contrôle de l'autorité (indépendante) de sûreté.

Quel que soit le niveau final de puissance retenu (simple remplacement à puissance totale identique ou plus comme 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. Ceci donne un besoin de tranches nouvelles en remplacement à partir de 2027 et une fin de remplacement en 2060, donc étalé sur 33 ans.

Les nouvelles tranches EPR de 1650 MW se substitueront 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 demi-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 an⁸⁵.

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 3^e génération reposent, comme les réacteurs actuels, sur la fourniture d'uranium naturel enrichi⁸⁶. Selon le développement de l'énergie nucléaire au niveau mondial, au même titre que celui d'appel aux combustibles fossiles, des pénuries de fourniture de la matière première, ici l'uranium, avec accroissement des coûts, peuvent perturber le marché, mais pas avant la fin du siècle⁸⁷. La question de la mise en service de réacteur de 4^e génération 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.

On notera enfin que l'accroissement de la consommation de base et de la puissance installée nécessite elle aussi un renforcement du réseau électrique, du même ordre de grandeur que celui lié aux ENR intermittentes, mais avec un coût par TWh transporté beaucoup moins élevé. Dans l'évaluation économique de Négatep, les coûts d'investissements de ces renforcements seront imputés pour moitié au nucléaire et pour moitié aux ENR intermittentes.

⁸⁴ 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.

⁸⁵ D'autres modèles, tels que l'ATMEA de puissance unitaire plus faible (environ 1200 MW) sont possibles, mais cela augmenterait le nombre de tranches.

⁸⁶ 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 est devenue négligeable. Ce résultat est déjà pris en compte dans le bilan 2012.

⁸⁷ La dépendance vis-à-vis des importations est réelle, mais le stockage est compte tenu des faibles volumes faciles, 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 plus de 80 Mtep/an 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 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 compris entre 800 et 1200 €/tep économisée devrait permettre d'écarter les solutions trop 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, ne verront le jour que si les programmes de recherche engagés débouchent sur des procédés industriels viables économiquement. On estime généralement que la tep de biocarburant reviendrait à un chiffre compris entre 1500 et 1900 €, 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 pourrait commencer assez rapidement dans des véhicules hybrides à batteries rechargeables, les développements récents permettant d'espérer pouvoir disposer de batteries assurant une autonomie proche de 100 km. Le développement de voitures tout électrique, adaptées aux besoins urbains est également envisageable assez rapidement ; mais le véhicule électrique « tous usages » bute encore sur le problème des batteries. Le prix de l'électricité ne joue qu'un rôle minime, en revanche le surcoût d'investissement dans les batteries (une fourchette de 5000 à 10000 €) mettrait là aussi la tep de pétrole économisée autour 1500 €. 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.

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 équivalent 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 Negatep retient une période d'adaptation d'ici 2020, puis un rythme annuel régulier pour tous les usages fixes (par exemple environ 500000 logements anciens et 250000 logements neufs entre 2020 et 2050).

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 Negatep 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 batteries⁸⁸ ; 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 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 est un peu moins difficile à intégrer au réseau que l'éolien, car plus prévisible et pas en décalage total (hors fin de journée) avec les besoins. Mais le blocage majeur vient de son coût et en dépit des baisses importantes liées à l'industrialisation mondiale, le coût reste hors gamme des autres sources d'électricité, sauf utilisations locales spécifiques (lieux isolés).

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

F3 Résultats principaux du remontage Négatep,

F.3.1 Energie finale

- En mesure de consommation énergie finale, partant de 154 Mtep, alors que la tendance conduisait à 264 Mtep, Négatep arrive à 126 Mtep, soit - 18 % par rapport à 2012, mais - 26 % par habitant

⁸⁸ 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;

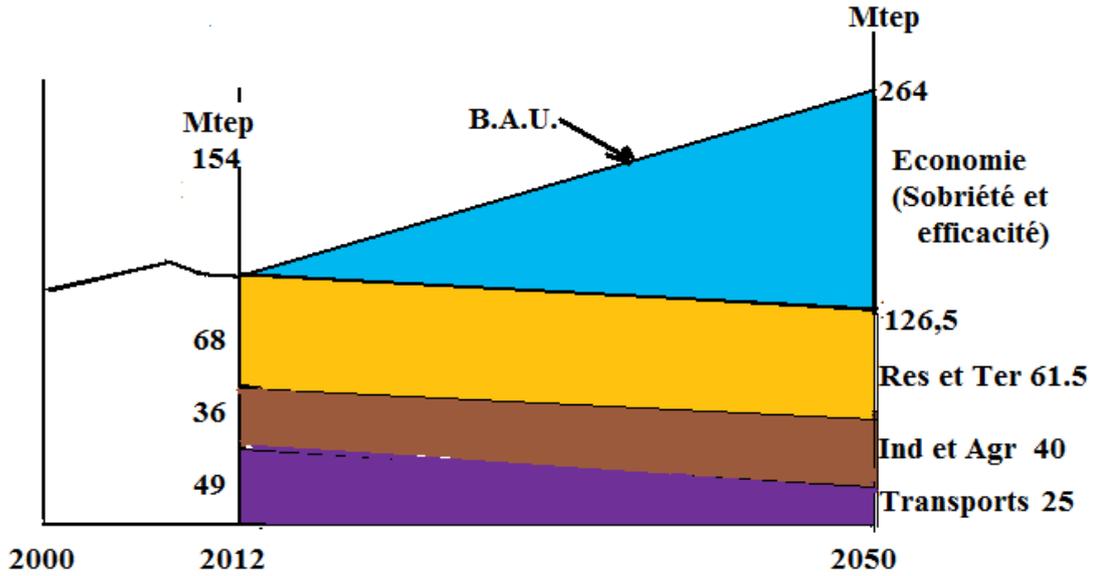


Figure 8 : Energies finales selon les postes de consommation

- La répartition par secteur de consommation et origine de l'énergie est indiquée dans le tableau 11 et sur les figures 9 et 10

	<u>Elect</u>	<u>Biom</u> <u>chauf</u>	<u>Biocarr</u>	<u>Sol.</u> <u>Géoth</u>	<u>Déch</u> <u>Biogaz</u>	<u>Gaz</u>	<u>Pétrole.</u>	<u>Charb. ;</u>	<u>Total</u>
R et T	38	8,5		10	1	4			61,5
I et A	19	2		2	1	10	1	5	40
Trans	8		10		2		5		25
Total	65	10,5	10	12	4	14	6	5	126,5

Tableau 11 : Négatep 2050 : Energies finales par source en Mtep (rappel du tableau 10) et affectation aux différentes utilisations.

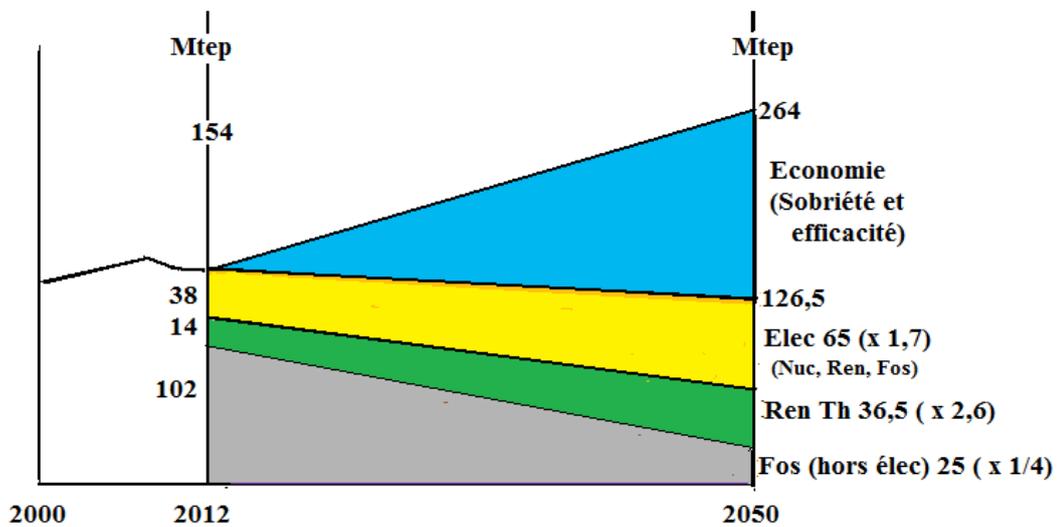


Figure 9 Energies finales par principaux postes de production

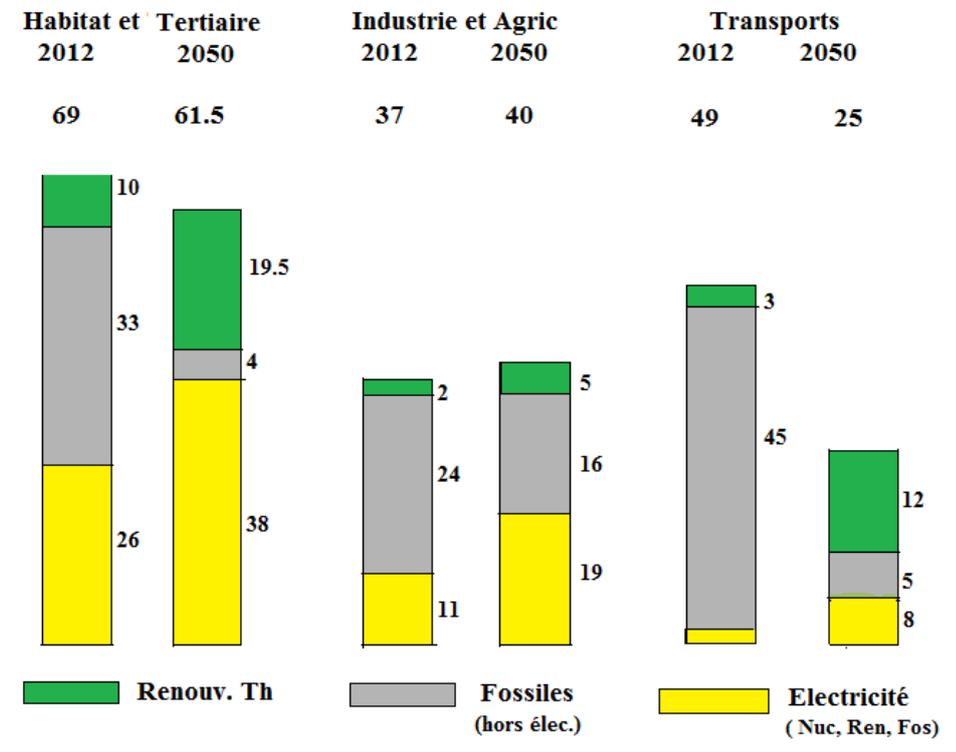


Figure 10 Répartition des sources d'énergie finale par famille de consommation

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 909 TWh, soit 61 % de plus qu'en 2012.

Ces besoins en production sont ainsi pratiquement les mêmes que ceux du scénario de référence, ce qui peut paraître paradoxal, alors que l'on insiste sur les économies d'énergie.

Ceci s'explique par plusieurs facteurs:

- un développement important de l'électricité dans les usages fixes (chaleur et usages spécifiques), associée aux énergies renouvelables dans les secteurs résidentiel et tertiaire, et au niveau des 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).

Cette évolution est une conséquence directe de l'objectif « facteur 4 », l'électricité étant, aux côtés des économies d'énergie et des énergies renouvelables, 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 : énergies renouvelables, énergie nucléaire, ou décarbonées : combustibles fossiles avec séquestration du CO₂,

Négatep 2014

- Le nucléaire produit aujourd'hui près de 80 % de notre électricité⁸⁹, 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.⁹⁰
- Le charbon avec séquestration du CO₂ est une des voies envisagées dans le rapport de la MIES sur le facteur 4⁹¹. Mais il faut avoir conscience que la capture et le stockage du CO₂ ne couvrent qu'environ les 3/4 du CO₂ émis⁹². 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 plus que doubler les rejets de CO₂ en 2050.

F 3.2.1 Répartition Négatep de la production électrique

	2012	2050 Négatep en TWh	2050 Négatep p primaire en tep	2050 Négatep Pi en GW
Nucléaire	426 TWh	700 TWh	182 tep	102 GW
Hydraulique	63 TWh	70 TWh	6 tep	22 GW ⁹³
Thermique fossiles	49 TWh	40 TWh	6 tep	40 GW ⁹⁴
Déchets	5 TWh	11 TWh	1 tep	3 GW
Eolien	14.9 TWh	70 TWh	6 tep	25 GW
Photovoltaïque	4.1 TWh	17 TWh	1,5 tep	15 GW
Total	562 TWh	908 TWh ⁹⁵	202,5 tep	207 GW

Tableau 12 Productions électriques annuelles et puissances installées par origine

F.3.2.2 Electricité et besoins variables de puissance

Le scénario Négatep suppose une forte augmentation de la consommation d'électricité, qui pratiquement double, en passant de 429 TWh en 2012 à 840 TWh en 2050.

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 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. Nous abordons ce sujet en annexe 1.

En résumé, la forte augmentation de la consommation électrique prévue dans Négatep, dont celles liées 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.

⁸⁹ Les rejets supplémentaires annuels seraient de 120 Mt de carbone si l'électricité était produite par du charbon mais seulement 50 Mt si elle était produite à partir du gaz avec cycle combiné, chiffres à comparer aux rejets actuels de 115 MtC (422 Mt de CO₂). L'augmentation récente du prix du gaz, et la baisse du prix du charbon conduisent à penser que seul restera en piste le charbon, avec l'espoir de la séquestration.

⁹⁰ Voir à ce sujet « Le Nucléaire et la Planète, 10 clés pour comprendre » - F. Sorin (édition Grancher – 2009)

⁹¹ Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, *La division par 4 des émissions de CO₂ d'ici 2050* (2004)

⁹² 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.

⁹³ Ajouter 5 GW de STEP en production, mais rôle aussi important en consommateur

⁹⁴ 20 GW en CCCG, production 36 TWh soit 1800 hepp/an, et 20 GW en TAC, production 4 TWh soit 200 hepp/an

⁹⁵ Pour l'électricité le passage de l'énergie finale à l'énergie primaire à la production tient compte, des pertes en ligne. Il faut noter que contrairement à l'année 2012, le bilan export /import est supposé équilibré sur l'année moyenne)

Ceci suppose toutefois, un élargissement de la variabilité de puissance demandée au nucléaire⁹⁶ 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 Bilan énergies primaires

Remonter aux énergies primaires est utile lorsqu'on s'intéresse aux ressources (ressources limitées de la biomasse ou des déchets, coût des ressources fossiles, etc.) et, particulièrement pour les énergies fossiles, aux rejets de CO₂. C'est également utile lorsqu'on s'intéresse à l'efficacité énergétique d'un procédé.

F 3.3.1 Combustibles fossiles

La répartition de consommation de combustibles fossiles entre les différents secteurs et le bilan CO₂ associé sont donnés dans le tableau 13.

	Charbon (Mtep)	Pétrole (Mtep)	Gaz (Mtep)	Total
Résidentiel et tertiaire	-	-	4	4 Mtep
Industrie et agroalimentaire	5	1	10	16 Mtep
Transports	-	5	-	5Mtep
Production d'électricité	-	-	6 ⁹⁷ (40 TWh)	6 Mtep
Total en Mtep	5	6	20	31 Mtep
CO₂ en Mt	21,3	19,5	54	95 Mt

Tableau 13 Negatep 2050 : énergies fossiles en Mtep et rejets CO₂ en Mt par secteur

Le remontage actuel du scénario Négatep arrive à une division par 3,7 des rejets de CO₂ par rapport à l'année 2012⁹⁸, soit 3,95⁹⁹ par rapport à 1990

⁹⁶ 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 2014 : réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ? »

http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/best_of/Negatep%20analyse%20financiere%20%20Ind%20%20sept%202014.pdf

⁹⁷ La répartition en énergie produite est 90 % en CCCG (rendement 60 %) et 10 % en TAC (rendement 25 %) d'électricité, il faut au total 72 TWh de gaz en primaire, soit 6 Mtep

⁹⁸ 350 (Tableau 8) / 95

⁹⁹ Il faut rappeler ce que nous avons dit en introduction que ceci est « une première évaluation », il serait toujours possible en « trichant » un peu sur les chiffres d'aboutir formellement au « magique » facteur 4, mais il faut rappeler que compte tenu du chemin déjà fait la France ne devrait pas être traitée comme la moyenne des pays développés

Négatep 2014

Si l'objectif initial du facteur 4 n'est pas strictement atteint¹⁰⁰, une voie est tracée, mais déjà difficile à suivre.

Ces rejets de CO₂ seraient évidemment plus élevés si les économies d'énergie et le remplacement du pétrole par l'électricité dans les transports étaient moins importants.

Pour atteindre rigoureusement le facteur 4, par rapport à 2012, il faudrait réduire les rejets de CO₂ de 7,5 Mt CO₂ supplémentaires, par exemple en ramenant de 5 à 3 Mt la consommation de charbon, ou de 6 à 2 Mtep le backup gaz de l'éolien (ce que permettrait 2 EPR supplémentaires en remplacement de 30 TWh d'éolien, ou en captant et séquestrant le CO₂ provenant de la décomposition du calcaire dans les cimenteries, etc. Négatep n'a pas retenu ces voies, en rappelant que pour un objectif moyen de 4 pour les pays européens, la France compte tenue de la sortie déjà effectuée du charbon avant 1990, ne devrait viser qu'un facteur 3,5.

F 3.3.2 Ressources de biomasse et de déchets carbonés

En reprenant les chiffres d'énergie finale du tableau 10, on peut évaluer les besoins de biomasse primaire:

(Mtep)	Biocarburants liquides	Chaleur	Total
Énergie finale	10	10,5	20,5
Énergie primaire	17,5*	13**	30,5

Tableau 14 : Négatep 2050, besoins ressources primaires en biomasse

* auxquels il faut ajouter 7,5 Mtep d'électricité

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

La ressource théorique de biomasse, hors bois d'œuvre et usages non énergétiques (papier etc.) est proche de 50 Mtep, mais il est couramment admis que la ressource réellement exploitable est plus proche de 35 Mtep. Le choix Négatep est donc raisonnablement prudent.

Si on remplaçait le biocarburant liquide par par la même quantité de biogaz (10 Mtep), il faudrait compter plus de biomasse mais en revanche moins d'électricité.

Déchets carbonés (cf. Annexe 3)

Par rapport à un potentiel énergétique primaire estimé à 15 Mtep, et compte tenu de la compétition entre recyclage, compostage, incinération et méthanisation, Négatep retient l'utilisation à des fins énergétiques de 8 Mtep de déchets carbonés, fournissant 4 Mtep d'énergie finale (1 Mtep de biocarburant gazeux, 1 Mtep d'électricité et 2 Mtep de chaleur).

F 3.3.3 Efficacité énergétique

Lorsque l'on veut comparer les efficacités énergétiques de deux différents procédés susceptibles de rendre le même service, remonter à l'énergie primaire est une nécessité. Encore faut-il bien faire les comparaisons à même service rendu, comme l'illustrent les deux exemples suivants.

¹⁰⁰ Ramené à l'année 1990, base des accords de Kyoto, en prenant en compte la baisse de 7.5 % des rejets de gaz carbonique entre 1990 (350 x 1.075) et 2012 suite de la baisse liée au remplacement du charbon par le nucléaire, mais aussi il faut ajouter l'effet de la crise économique.

	Service rendu (énergie utile)		énergie. primaire	énergie finale	énergie "utile"	Rendement global
Véhicule individuel	Énergie motrice sur les roues	Voie pétrole	0,9	0,25		0,22
		Voie électrique	0,33	0,75		0,25
ECS	Fourniture eau chaude	Voie gaz	0,9	0,8		0,72
		Voie électrique Pompe à chaleur air/air	0,33		3	# 1

Tableau 15 : Efficacité énergétique

Pour les véhicules individuels, les rendements globaux sont du même ordre pour les voies pétrole et électricité; en revanche, pour la même énergie utile, il faut 3 fois moins d'énergie finale avec l'électricité.

Pour l'eau chaude sanitaire, du fait que la chaleur extraite de l'atmosphère est une ressource gratuite et illimitée qui n'intervient pas dans les dépenses d'énergie, on peut légitimement considérer que la voie électricité / PàC a un meilleur rendement que la voie gaz.

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 des renouvelables et du nucléaire
 - 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 de 68 G€,** (surtout pétrole et gaz).

Mais en de nombreux cas, contrairement à l'adage répété que « *l'énergie la moins chère est celle que l'on ne consomme pas* », faire des économies d'énergie peut coûter très cher en investissements qu'il faut rembourser, et dans certains cas le retour sur investissement peut ne jamais arriver.

De même faire appel à des sources d'énergies dont l'équivalent combustible est gratuit, 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, et ne pas oublier la maintenance (notamment celles des installations marines).

En prenant en compte ces plus et ces moins de dépenses, l'étude¹⁰¹ dont les principales hypothèses sont rappelées dans l'Annexe 4 fait une première approche économique simplifiée du scénario Négatep (*sobriété et efficacité avec - 28% de consommation finale par habitant*) comparée

¹⁰¹ Voir sur site SLC www.sauvonsleclimat.org

Négatep 2014

- 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 repérée SR 2008 (*dans la continuité hors crise, souvent appelé Business as usual*)

	Statu quo	SR 2008 BAU	Négatep
Isolation habitat	260	290	625
Grands travaux transports	0	100	200
Batteries			300
Renouvelables chaleur (hors combustibles)	70	180	493
Electricité reg hors nuc	97	193	112
Electricité intermittente			115
Electricité nucléaire (dont combustible)	702	937	937
Combustibles biomasse	310	310	506
Combustibles fossiles	3073	3237	1720
Total	4512	5247	5008

Tableau 14. Dépenses cumulées sur 40 ans en G€, par grands postes

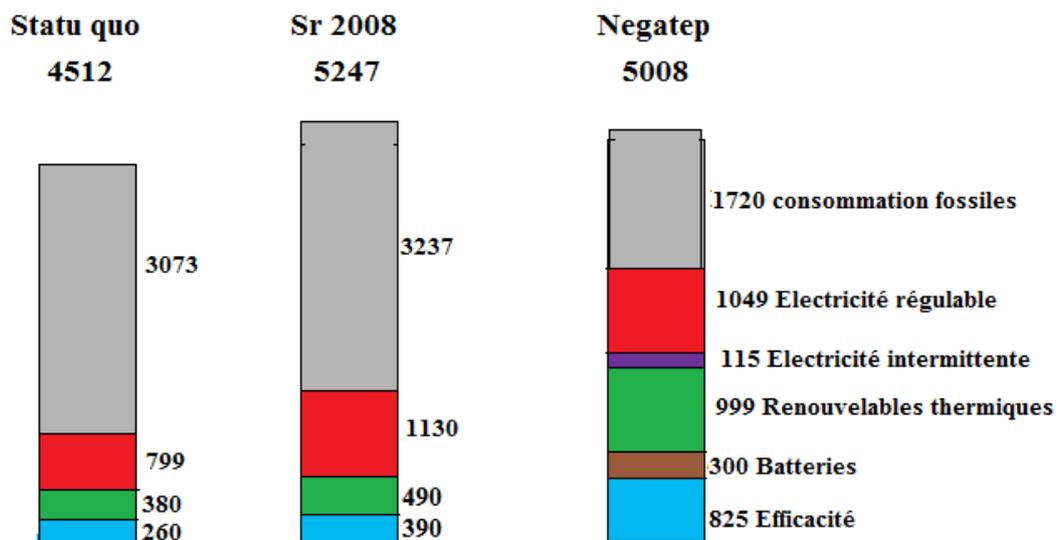


Figure 11 Répartition des postes de dépenses cumulées (Investissement et Fonctionnement) évaluées, sur une période de 40 ans, selon 3 horizons différents, en G€

Négatep 2014

L'écart final des dépenses entre Négatep et le statu quo de 496 G€ (5008 – 4512) sur 40 ans, soit **12,4 G€/an**, intègre le moindre coût d'achat de combustibles fossiles. L'écart restant traduit les coûts élevés des investissements nécessaires si l'on veut remplacer des énergies fossiles, qui restent encore bon marché, par des économies d'énergie et des sources d'énergies renouvelables chaleur et de l'électricité.

Ce surcoût serait zéro, si le coût des combustibles fossiles augmentait de 37 %, en moyenne, mais en supposant un accroissement linéaire, ceci correspond à + 74 % d'ici 2050 en Euros constants (exemple référence baril à 180 \$). Associé à une taxe CO₂ de 50 €/t, le surcoût serait nul pour un coût des énergies fossiles augmenté de 25 % d'ici 2050 (référence baril à 125 \$).

Ceci ne fait que confirmer que notre monde énergétique repose à ce jour sur des énergies fossiles bon marché. En sortir n'est pas anodin, surtout si l'on ne taxe pas le carbone rejeté, mais même à 50 €/tonne de gaz carbonique, ceci n'est pas suffisant.

Avec les coûts actuels des combustibles fossiles, les dépenses totales Négatep sont bien inférieures à celles dans la continuité SR 2008 BAU. Il est clair que la moindre taxe carbone amplifierait l'écart en faveur de Négatep.

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 80 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 2010 – 2050 de ces énergies (incluant le prix du CO₂) de 1000 €/tep¹⁰², il faut, sur la seule année 2050, avoir réussi à transférer 80 milliards € 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 10000 € 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-ils abordables ? Le solaire photovoltaïque deviendra-t-il une source majeure 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.

¹⁰² Correspondant par exemple pour le pétrole à 100 €/bl et 100 €/t CO₂

En résumé

Les consommations de combustibles fossiles pour les besoins en énergie primaire approchent les 130 Mtep actuellement. Ils atteindraient facilement 170 Mtep en 2050 si l'on continuait sur les errements actuels, les rejets de CO₂ suivant la même tendance.

Pour diviser par 4 ces rejets de CO₂ par rapport à aujourd'hui, 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 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 par rapport à aujourd'hui, alors que la poursuite de la tendance conduirait à une augmentation de 50 %.*
- *Une division par 4 environ des combustibles fossiles.*
- *Des énergies renouvelables multipliées par 3 environ*
- *Environ deux fois plus d'électricité décarbonée renouvelables et 60 % de plus d'énergie nucléaire. 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 (& 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
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 = 42 GJ)

REFERENCES

- Chiffres clés de l'énergie, Édition 2013 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 2011
- 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 d'électricité, qui pratiquement double, en passant de 429 TWh en 2012 à 840 TWh en 2050 .

Pour répondre à ce besoin global, la production brute de 895 TWh est obtenue à partir de:

- Nucléaire 700 TWh (426 en 2012, soit x 1,6)
- Energies renouvelables 168 TWh (88 en 2012, soit x 2)
- Fossiles (gaz en 2050) 40 TWh (49 en 2012, d'origine charbon + fuel + gaz)

Le bilan énergétique global annuel est en théorie équilibré, 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 2, 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 devraient un peu baisser¹⁰³. 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 ENR.

Situation actuelle : les variations des besoins en consommation électrique

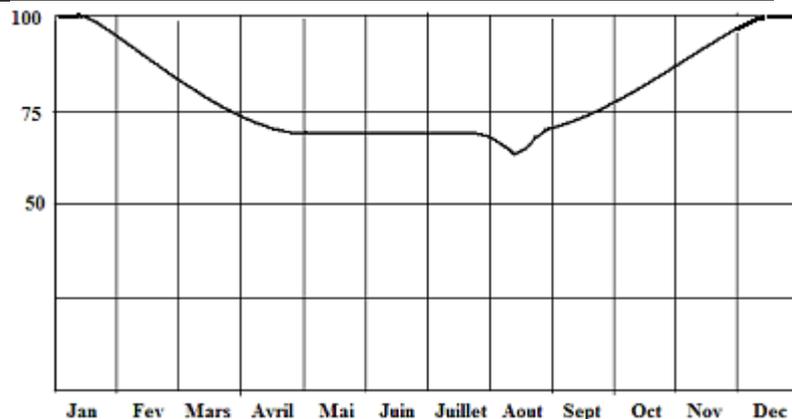


Figure A1.1 : Evolution¹⁰⁴ relative de l'énergie appelée par semaine (base 100 pour le maximum début janvier)

¹⁰³ « 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

¹⁰⁴ Moyenne sur plusieurs années autour de 2008

Négatep 2014

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 A1.1

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 A1.2, pour deux journées : une journée moyenne en plein hiver et l'autre en saison sans chauffage.

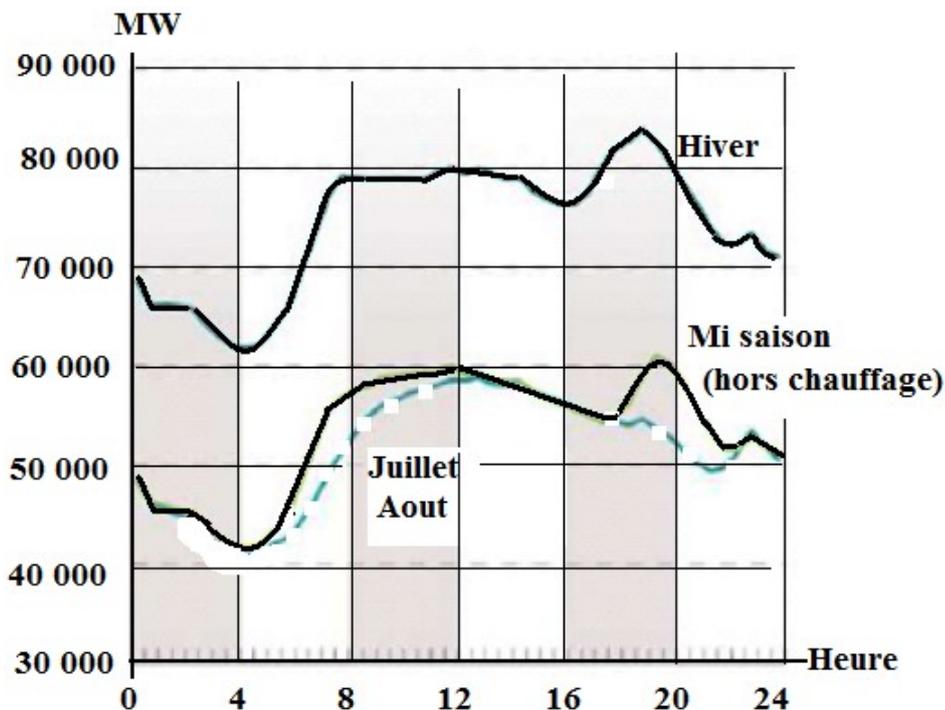


Figure A1.2 : variations journalières de puissance électrique en MW, pour 3 jours ouvrés types : Plein hiver, milieu année sans besoin chauffage, et enfin vacances annuelles d'été

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 4 h. et 12 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 h. il est lié à la mise en service des cumulus électrique fonctionnant automatiquement sur les heures de nuit.

On retrouve sur cette figure A1.2 donnant la puissance journalière, le décalage hiver / été déjà vu au niveau hebdomadaire sur la figure A1.1. Chaque courbe journalière est une quasi image de

l'autre translaturée de 20 000 à 22 000 MW, écarts 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 A1.3).

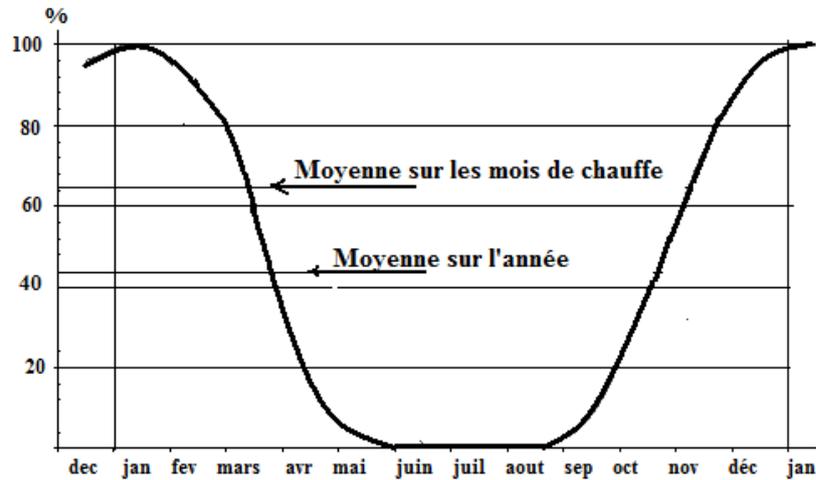


Figure A1.3 Variation relative des besoins de chauffage

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

Ce maximum de 22 000 MW, peut être dépassé et approcher les 30 000 MW pendant quelques dizaines d'heures en cours d'année par très grand froid.¹⁰⁵

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.

Pour faire face aux besoins en 2010, la puissance installée en France est de 120 GW, qui peuvent se décomposer en nucléaire : 63,3 GW ; hydraulique : 25,4 GW ; thermique fossiles : 24,6 GW ; éolien : 5,6 GW et divers renouvelables 1 GW (essentiellement biomasse).

De ces producteurs, c'est l'hydraulique qui assure la plus grande part de la modulation journalière de puissance (variable selon les journées, mais qui peut dépasser 10000 MW). Les autres producteurs : nucléaire et combustibles fossiles, comme le bilan export/import participent mais à un degré moindre, chacun pour environ 4000 MW à la modulation journalière de puissance. L'éolien encore limité ne contribue pas à cet ajustement de puissance, mais au contraire, il vient le perturber, heureusement encore à faible échelle, mais pas pour longtemps, compte tenu de son importance à venir, au vu des décisions du Grenelle.

¹⁰⁵ 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.

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 12600 MW, couvrant en partie l'écart de 22000 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 (9300 MW) et celle des éclusées (4300 MW).

Négatep 2050 : saisonnalité et chauffage électrique

Les besoins totaux en 2050 du résidentiel sont de 459 TWh (voir fin § D2) En retirant les besoins liés à l'ECS, à la cuisson et aux usages spécifiques de l'électricité, il reste 250 TWh pour le seul chauffage. La même approche pour le tertiaire donne 150 TWh, soit un total des 2 postes de 400 TWh ;

Globalement les renouvelables thermiques (biomasse, solaire, géothermie et équivalent en liaison avec les pompes à chaleur) assurent 250 TWh de production. Il reste à fournir 150 TWh en chaleur par l'électricité (électricité en direct ou via l'alimentation des pompes à chaleur) en supposant la fin totale du fuel et du gaz.

Répartie sur toute l'année cette énergie représenterait une puissance moyenne de 17 GW, mais sur les seules mois de chauffe, le maximum passe à 40 GW.

Le décalage de puissance entre une journée sans chauffage et une d'hiver avec chauffage (voir figure A1.2) passerait de 22 000 MW à 40 000 MW.

Ce nouvel écart été / hiver sera couvert par :

- les 3 000 MW de biomasse. Il est retenu que la production annuelle de 10 TWh est concentrée sur les seuls mois d'hiver
- les 20 000 MW des centrales à gaz, qui pour le chauffage produiraient pendant 3000 heures par an, mais seulement 1500 heures à pleine puissance, soit 30 TWh, en notant que ces centrales gaz seraient opérationnelles toutes l'année, pour faire face aux variations rapides de l'éolien et du photovoltaïque pour 11 TWh (sur le total des 41 TWh gaz)
- le nucléaire, pour environ 17000 MW. Cette valeur de 17000 MW, soit 16.6 % de la puissance installée de 102000 MW, est obtenue essentiellement dans la continuité de la gestion des arrêts de tranche actuelle décrite ci-dessus.
- 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 carbonique¹⁰⁶. Ce résultat est à l'opposé de l'objectif de Négatep, d'où nécessité d'examiner ce sujet.

Négatep a retenu de limiter à 70 TWh d'éolien et 17 TWh de photovoltaïque, soit un peu moins de 10 % du total des 908 TWh de la production électrique en 2050. Cette proportion apparaît d'un poids relativement faible et ceci pourrait conduire à conclure que la situation est gérable. En fait c'est l'aspect puissance qui prend toute son importance et doit être regardé, car elle dépasse 18 % de la puissance installée et la gestion n'est pas évidente et a ses limites.

- Les 17 TWh de photovoltaïque correspondent à une puissance installée (dite de crête Pc) de 15 000 MW. Vu la dispersion géographique, une puissance maximale de 13 500 MW pourrait être obtenue pendant une courte période chaque jour. Les variations courantes de puissance de 13500 MW, en hausse ou baisse (les plus rapides à 9000 MW/heure¹⁰⁷) s'étaleront sur 1h30 en hiver et 4 heures en été. Elles sont relativement prévisibles.
- Les 70 TWh d'éoliennes seraient obtenus à partir de 25000 MW 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 20000 et 1250 MW. La puissance ne tomberait jamais à zéro comme pour le photovoltaïque, 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 A1.4. Les variations pourraient atteindre 3000 MW/heure, c'est moins que le photovoltaïque, mais elles sont par contre moins prévisibles.

¹⁰⁶ Plus particulièrement lorsqu'il s'agit de turbines à combustion, dont le rendement ne dépasse guère 25 %

¹⁰⁷ Pratiquement les mêmes vitesses maximales de variations en été et en hiver

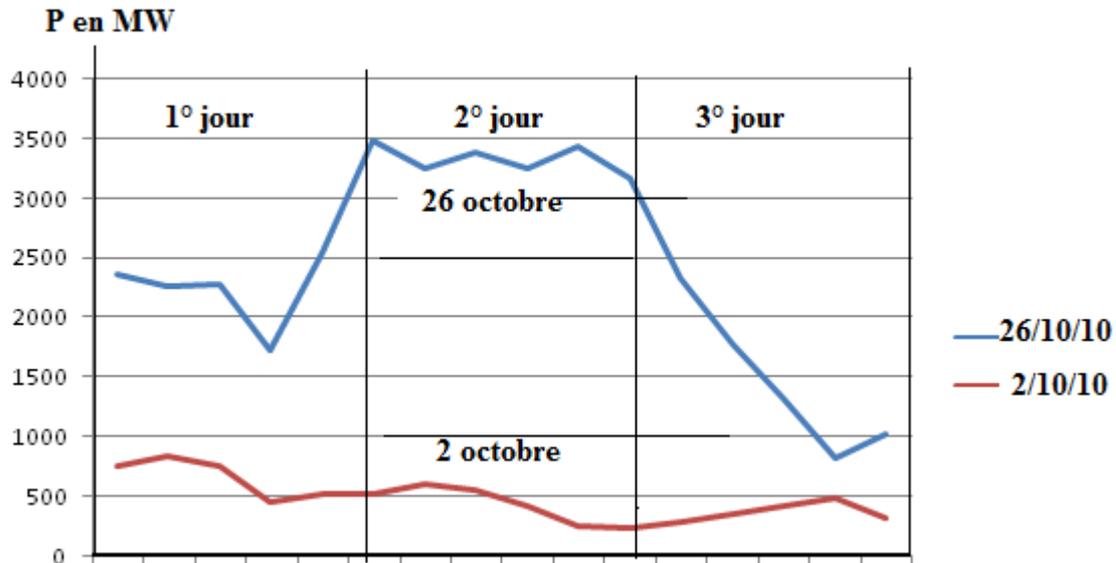


Figure A4 Eolien exemple de productions journalières sur 3 jours consécutifs

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.

Les ENR intermittentes peuvent donc être journalièrement à l'origine de variations de 32250 MW en plus ou en moins. Si 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 20000 MW), peuvent élargir leurs gammes de souplesse, il faut prévoir en complément 40 GW de centrales gaz, dont 20 GW de turbines à combustion et 20 GW de CCCG.¹⁰⁸

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

Pour étaler la demande de puissance, et limiter ainsi la puissance installée, Négatep met l'accent sur le cumulus électrique d'eau chaude sanitaire (ECS)¹⁰⁹, 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 Linky.¹¹⁰ Le pic du soir devrait disparaître. Seul un quasi plateau en fin de matinée et début d'après midi fixera la puissance maximale à installer¹¹¹.

¹⁰⁸ 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.

¹⁰⁹ En électrique 100 % ou sur pompe à chaleur

¹¹⁰ 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

¹¹¹ 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 méthane¹¹² 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 CSC¹¹³.

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

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 (sauf progrès très importants des électrolyseurs). Elle montre aussi que face à la 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 automobile¹¹⁴.

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 isolés¹¹⁵).

¹¹² Méthane CH₄ + vapeur d'eau donne CO₂ et H₂

¹¹³ A noter que la CSC ne permet de capter que les ¾ environ des rejets de gaz carbonique.

¹¹⁴ 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 ?

¹¹⁵ Cf. expérience MYRTE en Corse

Négatep 2014

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 5000 à 6000 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 **1000 à 1500 €/tep**, alors qu'avec de l'éolien dédié, la fourchette serait de **1500 à 3000 €/tep**, et qu'avec les pics de production de l'éolien, la fourchette serait de **3000 à 5000 €/tep**.

Même avec un coût d'investissement de 1000 €/kW¹¹⁶, conduisant à une charge fixe annuelle (CAPEX + OPEX) d'environ 70 €/KW, l'utilisation pendant 2000 h/an conduirait à une charge fixe de 35 €/MWh (près de 400 €/tep) venant s'ajouter au coût de l'électricité.

¹¹⁶ 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

Annexe 3 Modes de production de méthane

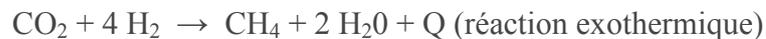
Si le méthane est en combustion, à même énergie thermique produite, un peu moins émetteur de gaz carbonique que le pétrole (- 17 %) et que le charbon (- 36 %), il n'en reste pas moins un combustible fossile carboné à éviter, d'où les voies développées pour le sortir du bilan carbone.

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 :



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.¹¹⁷

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 égales¹¹⁸.

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

¹¹⁷ Il ne faudrait pas que le coût de l'ensemble PàC/motorisation électrique dépasse le coût d'une motorisation thermique.

¹¹⁸ Cette première étape est la même que pour la synthèse de biocarburant liquide.

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, puisqu'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 procédés¹¹⁹, mais l'intérêt économique paraît aléatoire.

A 3.3 Méthanisation anaérobie des déchets carbonés

Les déchets carbonés (ménagers, agricoles, agro-alimentaires, etc.) ont un potentiel énergétique non négligeable¹²⁰ 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 %¹²¹, 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 si 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.

¹¹⁹ J. P. Reich (GDF Suez) dans sa présentation à l'Académie d'octobre 2013

¹²⁰ Une quinzaine de Mtep selon P. Mathis, op. cité p. 156

¹²¹ P. Mathis, op. cité p. 162

Nota : en matière de méthanisation, l'Allemagne est souvent citée en exemple : plus de 5000 installations « à la ferme » très lourdement subventionnées produisant 5 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 CAPEX (G€/GW)	Exploitation (€/MWh) OPEX
Nucléaire *	4,5**	20
Hydraulique	p.m.-	10
Eolien terrestre	1,5	10
Eolien offshore	2,5	20
Solaire PV	2,5	10
Biomasse	1,5	10
TAC/CCCG***	0,5/2	220/110
Renforcement réseau	1,5 à 2,5	

* Par souci de simplification, les chiffres donnés sont moyennés sur la période 2010-2050.

En pratique, les nouvelles mises en service (hors Flamanville 3) ne peuvent avoir lieu avant 2020 ; le scénario se traduirait, à partir de 2020, par la mise en service de 3 GW/an et l'arrêt de 2 GW/an.

** Un investissement de 4500 €/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 7000 heures par an, la charge est de 28,3 €/MWh (24.75 pour 8000 heures). Pour 8 % et 7000 heures par an elle est de 51.4 €/MWh (45 pour 8000 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.

*** on compte moitié TAC (fonctionnement 1000h/an, rendement 25 %) et moitié de CCCG (fonctionnement 4000 h/an, rendement 50 %).

b) Autres données

- Rénovation thermique logements : pour ramener aux normes type RT 2005 (en moyenne 100 kWh/m².an et non RT 2012) : 15000 € par logement
- Entretien courant chauffage, hors amélioration isolation : 5000 € par logement
- Pompes à chaleur : coût moyen investissement 12000 € par PAC
- Chauffage biomasse, investissement pour changement mode de chauffage : 10000 €/logement
- Chauffage solaire (surtout ECS) : 600 €/m² de panneau solaire
- Bio carburants : investissements 525 €/tep produit
- Batteries pour VE : 5000 à 10000 €
- 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**.¹²²

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 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 562 à 895 TWh, soit + 60 %).

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.

¹²² 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

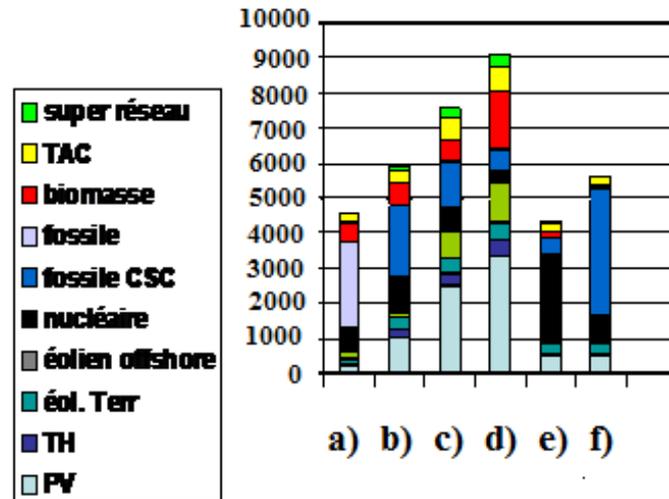


Figure A5.1 : Les coûts complets (investissements + exploitation + combustibles) en Md € sur une période de 40 ans (2010 / 2050) pour la production d'électricité

Les rejets de gaz carbonique, passent de 1280 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).

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.

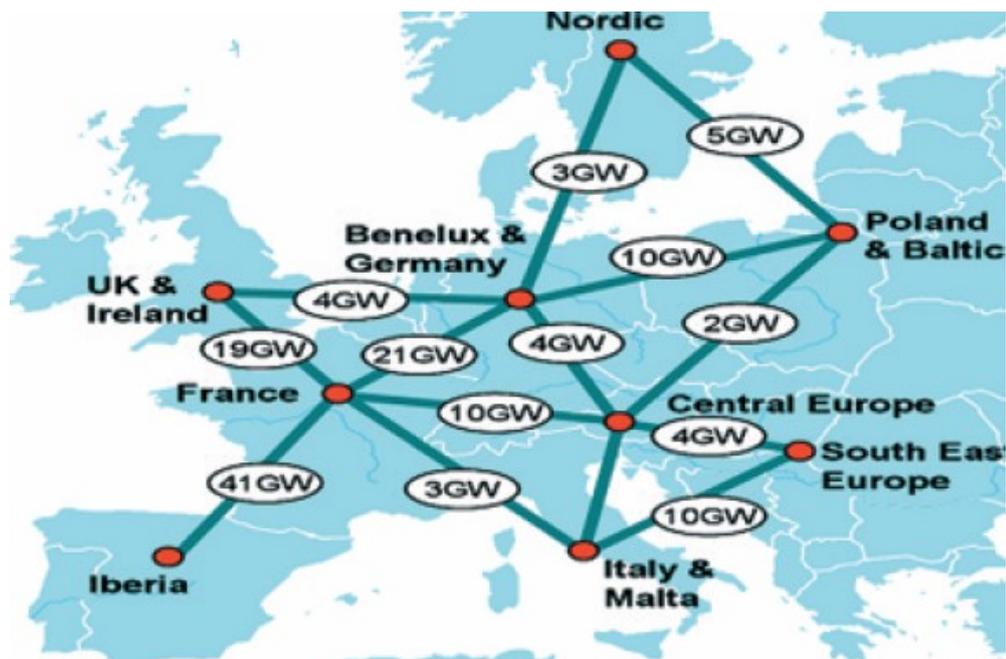


Figure A5.2 Le super réseau THT Européen

Négatep 2014

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.