



## Négatep 2014

### Réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ?

Claude Acket Pierre Bacher  
Indice C 9/2014

#### Résumé

La présente étude cherche à évaluer les ordres de grandeur des dépenses liées aux grands postes du scénario Négatep 2014<sup>1</sup>. Ces postes de dépenses concernent tout autant les économies d'énergie (l'efficacité a un coût) que celles liées à l'extension des sources décarbonées, représentées par les renouvelables (thermiques et électriques) et l'électricité d'origine nucléaire. Ces dépenses se rapportent aux usages fixes et mobiles.

L'étude distingue les dépenses d'investissements, les dépenses d'exploitation hors combustibles et les dépenses de combustible (fossiles, biomasse et nucléaire).

Le total de ces dépenses sur une période de 40 ans entre 2010 et 2050, en supposant que l'on se rapproche progressivement de l'objectif de réduction des émissions en 2050, est fait sur la base du coût actuel des combustibles fossiles.

Ce total est comparé à celui qui donnerait le simple *satu quo*, prévoyant un maintien, telle quelle, de la situation énergétique actuelle par habitant (donc un simple accroissement poste par poste de 13 %), ou ce qu'induirait un scénario dans la continuité du type "business as usual" (B.A.U).

Par rapport au statu quo, la forte réduction d'achat de combustibles fossiles (de l'ordre d'un facteur 4) ne compense pas les dépenses supplémentaires pour, d'une part réaliser de substantielles économies d'énergie, et d'autre part fortement accroître les sources d'énergies décarbonées, que ce soit sous forme des renouvelables (thermiques et électriques), ou de l'électricité d'origine nucléaire. Seul un fort accroissement du coût des combustibles fossiles, d'ici 2050 (estimé à + 70 % en 2050) équilibrerait la balance. La mise en place d'une taxe carbone affectant à juste titre les combustibles fossiles, irait aussi, bien sûr, dans le même sens (équilibre pour une taxe à un taux de 76 €/tonne de CO<sub>2</sub>).

Par contre, l'étude conclut que les dépenses liées au scénario Négatep sont du même ordre de grandeur, voire légèrement plus faibles, que celles liées à un scénario de type « business as usual ».

#### Abstract

The present analysis endeavours to determine the orders of magnitude of the costs related to the main energy sectors in the Negatep 2014 scenario: energy efficiency and sobriety, both for stationary and mobile uses of energy, thermal renewable energies and zero carbone electricity generation (renewable and nuclear). It estimates the capital investments, the operation expenses other than fuels, and separately fuels (fossil, biomass and nuclear). It concludes that the total expenses for energy, for the period 2010 to 2050, are of the same order of magnitude for Negatep

<sup>1</sup> « Diviser par 4 les rejets de CO<sub>2</sub> liés à l'énergie : le scénario Négatep 2014 » - [www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)

2014 and for a « business as usual » scenario, even slightly less for Negatep;., The overall increase in expenses in BAU is due to the increase in total demand, whereas in the Negatep scenario, it is due to the costs incurred by energy savings investments and the substitution of fossiles energies, particularly for mobility. In both case, the total expenses are much greater than today. The global of the Negatep scenario's costs yields an estimate of the costs of the ton of oil equivalent and of the ton of CO<sub>2</sub> avoided.

## **Table des matières**

### Introduction

Rappel : Les données principales de Négatep 2014 :

#### I) Dépenses d'investissements et d'entretien : sobriété, efficacité et énergies renouvelables chaleur

##### 1.1 Dépenses d'isolation des logements

##### 1.2 Dépenses d'investissements et d'entretien (hors combustibles), pour énergies renouvelables dans l'habitat.

##### 1.3 Dépenses supplémentaires (hors consommations d'énergie) pour déplacements

##### 1.4 Récapitulatif : dépenses s habitats, déplacements hors électricité et combustibles en G€

#### II) Dépenses liées à la production électrique, hors combustibles fossiles et biomasse

##### 2.1) Bilan financier de la production d'électricité nucléaire, (y compris combustible)

##### 2.2) Bilan financier électricité renouvelables

###### 2.2.1) Renouvelables intermittents

###### 2.2.2) Renouvelables non intermittents (gérables) hors combustible biomasse

##### 2.3) Les fossiles

##### 2.4) Transport d'électricité

##### 2.5) Récapitulatif : dépenses d'investissement et d'exploitation liées à la production électrique hors combustibles fossiles et biomasse (G€)

#### III) Combustibles, hors nucléaire

##### 3.1) Biomasse

##### 3.2) Combustibles fossiles

##### 3.3) Récapitulatif ; combustibles hors nucléaires (G€)

#### IV Bilan global

#### V – Coût de la tep économisée<sup>2</sup> et de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée

##### 5.1) Coût par rapport au statu quo

##### 5.2) Coût par rapport au B.A.U. (SR2008)

Annexe 1 De la validité économique de l'approche simplifiée

Annexe 2 Récapitulatif : données pour études économiques

Annexe 3 Les coûts liés à l'insertion dans le réseau des électricités intermittentes

---

<sup>2</sup> Rappel: Pour simplifier nous supposons que la transition s'effectue sur 40 ans de façon linéaire

## Introduction

- 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'énergie décarbonée pour remplacer en grande partie les combustibles fossiles, soit:
    - renouvelables chaleur
    - électricité issue des renouvelables et du nucléaire
    - biocarburants pour la mobilité

L'appellation « économies d'énergie » fait de suite penser à moins de dépenses, notamment en achat de combustibles fossiles (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'énergie 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. Par ailleurs, il faut veiller à ne pas oublier la maintenance.

En prenant en compte ces différences de dépenses dans un sens ou dans l'autre, nous nous proposons de faire une première approche économique simplifiée du scénario Négatep pour le comparer au *statu quo*, prévoyant un maintien, telle quelle de la situation énergétique actuelle par habitant (donc un simple accroissement poste par poste de 13 %), ou ce que serait un scénario dans la continuité du type "business as usual" (B.A.U).

L'objectif de réduire les rejets de gaz carbonique est-il finalement très onéreux, ou au contraire économiquement positif ?

Le bilan économique peut se traduire *in fine* en coût par tonne d'énergie fossile économisée, ou coût du CO<sub>2</sub> évité.

### **Rappel : Les données principales de Négatep 2014 :**

- A) Energie finale : 126,5 Mtep en 2050, déjà en baisse significative de 18 % par rapport aux 154 Mtep en 2012, mais, encore plus si on se réfère aux 226 Mtep qui pourraient être atteints dans la continuité « Business as usual » (- 44%, dont 13 % pourraient être affectés au seul accroissement de la population).

Ramenées par habitant, pour représenter ce que devrait être l'effort individuel, ces baisses sont de 50 % par rapport à la tendance et de 27 % par rapport à 2012.

*Nota :*

*Du fait de l'accroissement de la production électrique d'origine thermique nucléaire, cette baisse en énergie finale ne se répercute pas sur l'énergie primaire qui reste pratiquement stable à 270 Mtep (effet amplificateur du coefficient de conversion : 1 MWhe = 0.26 tep pour le nucléaire et non 0.086)*

- B) L'ensemble des combustibles fossiles passe en énergie primaire de 117,6 Mtep à 31 Mtep, soit une division par 3,8. Ceci est la base de la réduction des rejets de gaz carbonique via la « Sortie des fossiles ». Il faut noter que l'objectif facteur 4 appliqué à la moyenne des pays développés devrait être pondéré compte tenu de la situation initiale, en prenant par exemple le fait qu'un Français rejette déjà 50 % de moins de gaz carbonique qu'un Allemand, on ne peut demander aux deux le même effort relatif.

*Nota :*

*Mesurés en équivalent carbone, les rejets de gaz carbonique associés à l'énergie ne représente qu'environ 60 % du total de l'effet de serre (GES). L'effort de réduction doit aussi porter sur le gaz carbonique hors énergie pour un total d'environ 14 % (déforestation, ciment), comme sur d'autres gaz et en premier le méthane, puis le protoxyde d'azote, tous deux très liés à la production agricole. Il faudrait aussi mentionner et prendre en compte l'effet indirect du bilan gaz à effet de serre du bilan importations/exportations.*

- C) Cette division de l'appel aux combustibles fossiles pour réduire les rejets de gaz carbonique sera l'élément essentiel de baisse dans l'évaluation du coût global. Il faut rappeler que le seul achat de ces combustibles fossiles représente à ce jour un coût de 68 G€ par an, point principal du déséquilibre de notre balance commerciale<sup>3</sup>.

- D) Fort développement des énergies renouvelables thermiques : de 15 Mtep en 2012 à 36,5 Mtep en 2050 (x 2,4)

- E) Fort accroissement de l'emploi final d'électricité (+ 95 %), de 429 TWh en 2012 à 840 TWh en 2050. Cette avancée de l'électricité est un point essentiel pour la réduction des rejets de gaz carbonique, dans la mesure où cette électricité reste comme actuellement à majorité décarbonée (environ à 90 %)

- F) Pour cette électricité, un fort développement des renouvelables : de 82 TWh en 2012 à 157 TWh en 2050 (facteur x 1,9). L'hydraulique bougeant peu, cet accroissement repose essentiellement sur l'éolien et le photovoltaïque, dans la lignée des décisions du Grenelle de l'environnement. Les renouvelables représentent 33 % de la puissance totale électrique installée.

- G) Par le maintien du rôle majeur rempli par le nucléaire : de 426 TWh en 2012 à 700 TWh en 2050 (+ 64 %), en production. Sa prédominance relative est un peu réduite, mais reste élevée à 77 % de la production électrique au lieu de 81 % en 2012, pour 50 % de la puissance totale électrique installée.

Pour évaluer le coût de la transition énergétique, nous faisons le bilan global de toutes les dépenses supplémentaires engagées sous forme d'investissement et d'exploitation d'ici 2050. Pour simplifier nous considérons une durée de 40 ans et un point de départ en 2012 même si la transition ne devrait être engagée qu'après la loi à venir en 2013 (soit un espace temps 2014/2054). Ces dépenses sont compensées, plus ou moins, par d'éventuelles baisses des dépenses d'exploitation dont celles, essentielles, d'achat de combustibles fossiles, conformes à l'objectif « facteur 4 ». Ces dépenses « supplémentaires » sont évaluées, en positif ou en négatif, en se référant

- ou bien au simple *statu quo*, soit le maintien telle quelle de la situation énergétique actuelle, par habitant. La consommation finale globale 2050 reste celle de 2012, augmentée de 13 % pour

---

<sup>3</sup> L'achat d'uranium, associé à la production d'électricité nucléaire en remplacement principalement du charbon, ne représente que 700 millions d'euros par an

prendre en compte la simple augmentation de population, soit 174 Mtep, avec la même répartition entre énergies primaires.

- ou bien au “business as usual” (B.A.U) illustré par le scénario de référence SR 2008 de la DGEMP, avec une consommation finale 2050 de 226 Mtep soit + 46 % (+ 30 % par habitant), ceci pouvant être associé à un accroissement du PIB de l’ordre de 1,5 % : an en tenant compte du fait que la relation entre le PIB et la consommation d’énergie est plus ou moins élastique.

Si les dépenses engagées peuvent relativement aisément se chiffrer, sous réserve toutefois de prévisions d’évolution à long terme (les coûts actuels vont-ils monter ou à l’opposé baisser ?), la prise en compte des effets aux limites peut s’avérer difficile, à savoir quelle sera la durée de vie résiduelle des investissements engagés avant 2050, pour des durées de vie pouvant pour certains aller jusqu’à 2100.<sup>4</sup> Nous n’en tenons pas compte ici, en sachant que les dépenses comptabilisées sont bien engagées et effectuées avant 2050, leurs impacts économiques positifs au-delà de 2050 ne sont pas pris en compte (voir Annexe 1 qui conclut : *qu’en fonction du taux d’actualisation, de 4 à 8 %, l’approche simplifiée accentue ou au contraire minimise de moins de 10% le bilan global, la neutralité étant obtenue avec un taux proche de 6%. Mais si l’on a comme objectif les ordres de grandeur, l’approche simplifiée reste très représentative.*

Nous serons amenés à faire des simplifications, en sachant que seuls les ordres de grandeur nous importent et que les approximations sont moins sensibles, dans la comparaison des scénarios, par exemple pour estimer le surcoût de Negatep par rapport au statu quo ou à la référence dans la continuité.

## **I) Dépenses d’investissements et d’entretien : sobriété, efficacité et énergies renouvelables chaleur**

### **1.1 Dépenses d’isolation des logements**

L’accroissement de la population, la tendance à un peu plus de surface par habitant conduisent à augmenter la surface globale, ce qui se traduit par l’augmentation du nombre de logements.

Il y a ce jour 33 millions de logements dont 20 millions sont très mal, voire pas du tout isolés, pour lesquels s’imposent de grands travaux d’isolation.

Le *statu quo*, consisterait, pour répondre à la seule augmentation de population, à prévoir 3,9 millions de logements neufs, selon les normes d’isolation antérieures à RT 2012<sup>5</sup>, comme RT 2005,

---

<sup>4</sup> Cette question porte essentiellement sur les investissements d’isolation des logements et surtout sur le nucléaire. En supposant l’absence de dégradation des performances thermiques, les investissements en isolation conduiront à des réductions en dépenses courantes de chauffage plusieurs dizaines d’années au-delà de 2050. De même, les investissements pour les 80 GW de centrales nucléaires auront été faits entre 2020 et 2050 et celles-ci, appelées à fonctionner 60 ans, produiront encore entre 30 et 60 ans au delà de 2050. Dans les 2 cas, l’analyse économique devrait prendre en compte ces sommes économisées à venir en valeurs corrigées du taux d’actualisation ramenées à la période avant 2050. L’effet chiffré en dizaines, voire en centaines de milliards d’euros est directement et fortement dépendant du taux d’actualisation (cf. annexe 1).

<sup>5</sup> Il est essentiel de revenir au plus vite sur la RT 2012. Cette réglementation thermique s’écarte totalement des précédentes en ne prenant plus en compte la faible émission de gaz carbonique liée à l’électricité en France. Elle conduit à promouvoir le gaz et donc va à l’opposé de l’objectif de réduction des rejets et de réduction de la facture énergétique dans la balance des paiements.

pour une dépense spécifique isolation de 15000 €/logement, et à prévoir 5000 €/logement (sur environ 40 ans) au titre de l'entretien courant des 30 millions de logements, soit au total 208 G€.

Pour Négatep, il est prévu, à côté de la construction de 10 millions de logement neufs, la rénovation de 20 millions de logements anciens. Pour ramener de 200 à 100 kWh/m<sup>2</sup>, la consommation d'énergie finale, nous retenons 15000 €/logement. 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).

Globalement la dépense est de 500 G€.

En extrapolant au tertiaire, (+ 25%) un total global de dépenses de 625 G€ est retenu. (500 habitat, 125 tertiaire).

Dans l'hypothèse de la continuité SR 2008, seule l'augmentation du nombre de logements est prise en compte, d'où un coût d'entretien plus élevé que le statu quo.

Montant total des dépenses d'isolation de 2012 à 2050 : 625 G€ pour Négatep, 260 G€ pour le statu quo et 290 G€ pour la continuité SR 2008.

*Nota : Il faut rappeler, que ces valeurs sont la somme de valeurs courantes, sans tenir compte d'un taux d'actualisation*

## **1.2 Dépenses d'investissements et d'entretien (hors combustibles), pour la production d'énergies renouvelables dans l'habitat.**

### - Pompes à chaleur (PàC)

Négatep retient 7\_Mtep tirés de la nature (sol, air) à l'aide de pompes à chaleur (géothermie de surface avec des PàC sol-eau dans le neuf, forte pénétration de PàC air-air en rénovation). Sur la base de 7 millions de PàC, un coût 12000 € par PàC, soit un total de 84 G€.

Nous supposons que l'ensemble sera opérationnel et non à renouveler d'ici 2050, mais qu'il doit être amorti sur cette période.

Il faut ajouter les dépenses d'exploitation et d'entretien (hors électricité) : estimation 42 G€.

Coût total PàC 126 G€. Il s'agit d'une dépenses supplémentaire par rapport aux situations *statu quo* et continuité SR 2008.

### - Bois chaleur

Concerne 9 millions de logements dont il faut modifier les modes de chauffage pour d'autres plus performants (poêles modernes, chaudières automatiques à granulés ou plaquettes). En y intégrant la part correspondant aux investissements en réseaux de chaleur, nous retenons en moyenne un investissement de 10000 €/logement d'où un investissement total de 90 G€.

Aussi bien dans la nouvelle situation chauffages modifiés, que dans celle du statu quo, une dépense d'entretien de 5000 € par logement pour la période est retenue. Nous supposons que dans le cadre de la continuité, les modifications de mode de chauffage au bois seront également faites pour des raisons de confort et de facilité d'exploitation et le montant total des dépenses, selon Négatep comme dans la continuité SR 2008, est de 135 G€, à comparer aux 45 G€ dans la situation du *statu quo*, (hors dépenses de combustible - pour celui-ci voir le bilan biomasse au § 3.2).

### - Divers (géothermie, énergies fatales...)

---

Cet effet négatif de la RT 2012, s'est répercuté dès l'année 2011 (anticipation des promoteurs de logements sur la loi à venir). Ceci a conduit à l'envol des installations gaz dans le neuf et la baisse concomitante de l'électrique, y compris et ceci est particulièrement néfaste dans les équipements de pompes à chaleur, tout pour accroître nos rejets de gaz carbonique et notre dépendance énergétique !

La géothermie sur aquifères apporte 1 Mtep (contre 0,2 en 2008). Nous retenons 12 G€ d'investissements (extrapolation à valider à partir du coût PàC ci-dessus) auquel il faut ajouter l'exploitation (entretien coûteux) pour aussi 12 G€.

La dépense totale de 24 G€ sur la période, se compare à celle très faible, du statu quo et de la continuité SR 2008 (5 G€)

- Solaire thermique

4 Mtep (46,6 MWh) soit 100 Mm<sup>2</sup> de panneaux.

Avec l'installation (capteurs, ballons...), le prix actuel de 1000 €/m<sup>2</sup> de panneau devrait rapidement décroître (avec une véritable industrialisation du métier) descendre à 600 €/m<sup>2</sup>, soit au total 60 G€ d'investissement, que nous supposons répartis linéairement sur la période. Nous supposons que l'ensemble ne devra pas être renouvelé d'ici 2050. Il faut ajouter les dépenses d'exploitation, comptées à raison de 2,5 % /an de l'investissement, soit au total 30 G€ en exploitation.

Dépenses pour le solaire thermique : selon Négatep 90 G€ à comparer à 0 pour le *statu quo* et la continuité SR 2008)

Total des dépenses d'investissement et d'entretien sur la période (sans actualisation) pour l'énergie thermique renouvelable : Négatep: 375 G€, 50 G€ pour statu quo et 140 G€ pour la continuité SR 2008.

### **1.3 Dépenses supplémentaires (hors consommations d'énergie) pour les déplacements**

Les transports consomment aujourd'hui au total 49,2 Mtep, 92 % étant à partir du pétrole. Plus que les autres, ce secteur voit dans Négatep de profondes transformations avec la fin du quasi monopole du pétrole. Il faut distinguer la maîtrise de la consommation, le développement des bio carburants et l'utilisation directe de l'électricité.

#### Efficacité énergétique

Négatep retient que les progrès technologiques, les modifications des comportements, les aménagements de la cité... permettront, sans investissements lourds, d'économiser 30 à 40 % de l'énergie dépensée pour les transports (soit 15 à 20 Mtep), au titre de la sobriété et de l'efficacité.

L'efficacité énergétique passe aussi par le développement des transports en commun pour les personnes et le changement de portage pour les marchandises, mais ceci suppose de lourds investissements que nous traitons séparément, ci-dessous.

#### Transports en commun des personnes et des marchandises

Outre les gains en énergie par personne transportée, le développement du TGV et du tramway a permis de faire basculer une partie des transports en avion et sur route à base de pétrole vers l'électricité. La bonne voie est tracée, mais il faut investir en de nouvelles lignes.

Pour le transport des marchandises, la voie transport par rail présente de petites avancées sur de très longs trajets, comme pratiquement la traversée de toute la France. La question de rupture de charge reste une butée essentielle, à laquelle s'ajoute l'encombrement déjà constaté des voies ferrées. En notant que les camions double-énergie et la réalisation de couloirs électrifiés sur les autoroutes (essais en cours prometteurs) mériteraient d'être étudiées en détail, pour évaluer leurs apports potentiels, qui ne devrait être que marginal.

Le Grenelle de l'environnement prévoyait 100 G€ d'investissements d'ici 2020, permettant d'économiser de l'ordre de 2 Mtep/an de pétrole. Il est clair aujourd'hui que le coût était largement sous estimé et que cet objectif 2020 ne sera pas atteint faute d'avoir pu dégager les moyens de

financement (cf. canal Seine-Nord, TGV Lyon-Turin, etc.)

Même si les gains en émission de CO<sub>2</sub> obtenus par le transfert de la route vers le rail ou l'eau sont relativement modestes, il est clairement stratégiquement important de poursuivre dans ces voies et Négatep retient moyennant un investissement de 200 G€, un objectif 2050 de réduction de 2 Mtep (sur 9 Mtep de transports par poids lourds et 8 Mtep de transports par véhicules utilitaires) pour le basculement du transport de marchandises.<sup>6</sup>

Si le chiffre est 0 pour le *statu quo*, des investissements s'imposeront aussi dans le cadre du SR 2008, pour prendre en compte l'accroissement des besoins dans la continuité, nous retenons 100 G€.

#### Déplacements : développement des énergies renouvelables

Négatep compte sur 10 Mtep de bio carburants de 2<sup>o</sup> génération, et 2 Mtep de biogaz. Les investissements pour la voie thermochimique correspondent à 525 €/tep produit<sup>7</sup>. Pour une capacité augmentant linéairement de 0 à 10 Mtep/an soit 200 Mtep sur la période de 40 ans, il faudrait donc investir 105 G€, à amortir sur cette période et prévoir 13 G€ d'exploitation, hors électricité.

Dépenses d'investissement et d'exploitation (hors combustible biomasse) pour produire du bio carburant selon Négatep : 118 G€<sup>8</sup>

Dans la continuité SR 2008, les dépenses d'investissement et de fonctionnement hors électricité pour produire du bio carburant seraient moindres (40 G€), et très réduites dans le statu quo (20 G€).

#### Déplacements : véhicules électriques (100 % électriques ou hybrides rechargeables)

L'objectif de 5 Mtep/an en 2050 (remplaçant 15 Mtep de pétrole) correspond à une moyenne sur la période de 2,5 Mtep/an, soit environ 30 TWh par an. Les dépenses viendraient surtout des batteries, en supposant que, hors batterie, le véhicule coûterait aussi cher qu'un véhicule à moteur thermique.

On admet qu'une batterie ayant une capacité de 10 kWh assure une autonomie de 100 km et consomme 15 kWh d'électricité à la prise de courant. Pour des trajets annuels de 20000 km, on consommera 3 MWh. La consommation annuelle moyenne en 2050 de 30 TWh correspond donc à 10 millions de véhicules purement électriques ou un nombre supérieur de véhicules à propulsion électrique selon la part de véhicules hybrides rechargeables.

Sur la base du prix de batterie de 5000 à 10000 €<sup>9</sup> et une durée de vie de 10 ans, la dépense annuelle en batterie est de l'ordre de 500 à 1000 €, et l'investissement en batteries est donc en moyenne sur 40 ans de 5 à 10 G€/an, soit 200 à 400 G€ (moyenne retenue 300 G€).

Nota : nous ne retenons pas de surcoût investissement véhicule hors batteries.

Dépenses totales d'investissement et de fonctionnement déplacements pour Négatep : 618 G€ ; pour *statu quo* : 20 G€ et pour SR 2008 : 140 G€.

### **1.4 Récapitulatif : dépenses d'investissement pour le bâtiment, les déplacements et les transports hors électricité et combustibles en G€**

<sup>6</sup> A la tep économisée, avec les coûts actuels du pétrole et en l'absence de taxe carbone, l'analyse purement économique montre les limites de ces transferts.

<sup>7</sup> Rapport « Vecteurs » de l'Académie des technologies

<sup>8</sup> Pour le coût total biocarburants, ajouter les coûts biomasse matière et électricité (voir §3.1);

<sup>9</sup> Rapport « Vecteurs » de l'Académie des technologies



	Statu quo en G€	SR 2008 en G€	Négatep en G€
Isolation logements	260	290	625
Renouvelables Chaleur, habitat	50	140	375
Déplacements	20	140	618

Tableau 1

*Rappel :*

*La signification de chaque nombre de ce tableau a été précisée dans le texte. Le plus intéressant est, non pas la valeur absolue de ces nombres pris isolément, mais leur comparaison ligne à ligne. Il s'agit de dépenses d'investissement cumulées sur la période sans actualisation et de dépenses de fonctionnement sans compter l'énergie consommée (fioul, gaz, électricité, biomasse)*

## **II) Dépenses liées à la production électrique, hors combustibles fossiles et biomasse**

Le scénario suppose une forte augmentation de la production d'électricité qui atteint 909 TWh (562 TWh en 2012), assurés par le nucléaire pour 700 TWh (+ 65 %), l'hydraulique pour 70 TWh (très faible accroissement), les renouvelables intermittents pour 87 TWh (très fort accroissement : une multiplication par 4.5), et le maintien du thermique 51 TWh (essentiellement fossile gaz 40 TWh, à côté de la biomasse et déchets).

La puissance totale installée de 187 GW est obtenue à partir du nucléaire : 102 GW (54 %), les renouvelables intermittents : 40 GW (21 %), l'hydraulique : 22 GW, le gaz 20 GW (11 %).

### **2.1) Bilan financier de la production d'électricité nucléaire, (y compris combustible)**

Pour répondre aux besoins croissants d'électricité, le scénario prévoit un accroissement de la part du nucléaire de 426 à 700 TWh d'ici 2050, qui se traduit par un passage de la puissance installée de 63 à 102 GW.

Négatep prévoit une prolongation de vie des centrales actuelles entre 50 et 60 ans, un besoin de tranches nouvelles à partir de 2020 (pour répondre aux besoins croissants de puissance et aussi en remplacement des tranches en fin de vie). Ceci donne une fin de remplacement et mise en service un peu au-delà 2050.

Pour ne pas avoir « l'effet falaise » et ne pas retrouver un rythme de construction similaire à celui des années 1980, avec jusqu'à 6 tranches mises en service dans la même année, les arrêts définitifs seront optimisés, programmés étalés entre 50 et 60 ans. 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.

Plus précisément, 13 GW de centrales de génération II seraient encore en service en 2050 et 89 GW de génération III auront été construites.

Sur la base d'un montant d'investissement de 4500 €/kW,<sup>10</sup> l'investissement total est de 400 G€, en notant que cet investissement sera encore source de production et donc de revenus entre 30 et 60 ans au-delà de 2050.

En dépenses, il faut ajouter les frais d'exploitation et ceux du démantèlement.

L'exploitation (conduite, maintenance, combustible et gestion des déchets) est comptée à raison de 20 €/MWh, hors « grand carénage » lié à la prolongation durée de vie (voir ci-dessous). En partant d'une production actuelle de 426 TWh (donnée 2012) et de 700 TWh en 2050, le poste exploitation donne 450 G€, (pour les 40 ans de la transition) dont un peu moins de la moitié pour le combustible<sup>11</sup> y compris la gestion des déchets.

Nous supposons que les 55 G€ du grand carénage sont essentiellement liés à la prolongation de durée de vie au-delà des 40 ans (entre 50 et 60 pour Négatep)

Le démantèlement concerne une puissance installée de 50 GW. Mais il ne sera qu'en faible partie effectué pendant cette période. Il ne sera pas fini sur les premières tranches arrêtées après 2020 et à peine débuté sur les dernières. Nous retenons 20 G€ pour le démantèlement, en soulignant toutefois que ces sommes sont déjà provisionnées en attente.<sup>12</sup>

Ceci donne un total général de 925 G€ pour le nucléaire Négatep.

Le statu quo supposant une production nucléaire augmentée de 13 % (simple effet population) impose de nouvelles constructions pour 71 GW au lieu de 89, et une dépense totale, y compris exploitation et démantèlement, de 702 G€

La tendance SR 2008 serait du seul point de vue du nucléaire très proche de Négatep.

## **2.2) Bilan financier électricité renouvelables**

La production annuelle passe de 87 TWh (2012) à 168 TWh, soit + 81 TWh, répartis entre + 55,1 d'éolien, + 12,9 de Pv, + 6 de biomasse, + 7 d'hydraulique.

### **2.2.1) Renouvelables intermittents**

- L'ensemble de l'éolien passe de 7,6 GWi (GW installé) (terrestre seul) à 25 GWi (terrestre et offshore)

Pour l'éolien terrestre, environ 17 GWi en 2050, soit 9,4 GWi de plus qu'aujourd'hui. A raison de 1500 €/kWi (14,1 G€), auxquels il faut ajouter 2 % par an de l'investissement au titre de la maintenance soit 9,8 G€, cela donne un total de 24 G€.

Pour l'éolien offshore, la totalité des 8 GWi sont nouveaux. Le montant de l'investissement étant de 2500 €/kWi (20 G€) et les dépenses de maintenance (4 % par an de l'investissement) étant de 13 G€, cela donne un total de 33 G€.

Eolien : dépenses totales sur la période de l'investissement et de l'entretien : 57 G€:

<sup>10</sup> Valeur retenue pour une nouvelle construction basée sur les dernières estimations 2013 de Flamanville, réduction pour prendre en compte le surcoût spécifique de Flamanville (nouveau modèle, absence de lancement de construction depuis 20 ans, d'où perte d'efficacité, reconstruction des équipes...), Ce prix intègre les intérêts intercalaires pendant la construction. Appliquée à des lancements en série, avec entre 1 et 2 nouveaux chantiers par an, ce chiffre est certainement fortement surestimé.

<sup>11</sup> Environ 190 G€ pour le combustible et déchets (dont 34 G€ en matières premières importées)

<sup>12</sup> Les provisions pour démantèlement sont constituées à partir d'un petit pourcentage sur la vente de chaque kWh, pendant toute la vie de chaque tranche. Dans les bilans il y a toujours un risque de compter 2 fois cette charge. Ici nous regardons simplement les dépenses correspondantes à engager.

- Le photovoltaïque passe de 4,4 GWc (Wc de crête) aujourd'hui à 15 GWc  
 Pour un investissement de 2500 €/kWc, l'investissement total sur la période est de 26,5 G€, auquel il faut ajouter la maintenance, basée sur 2%/an d'investissement, soit 19,4 G€  
Total Pv : 45,9 G€

Total intermédiaire renouvelables intermittents : 102,9 G€ (hors réseau)

### **2.2.2 Renouvelables non intermittents (gérables) hors combustible biomasse**

- Pour la biomasse les 3 GW installés progressivement d'ici 2050, produisent 10 TWh/an. L'investissement sur la base de 1500 €/kW représente 4.5 G€ et l'exploitation 2.5 G€ (hors combustible). D'où total Négatep 7 G€ et 0 pour le statu quo, comme pour la tendance SR 2008.

Nota : la partie combustible biomasse sera globalement traitée en § III

- Pour l'hydraulique, Négatep prévoit 1 GW de plus, correspondant à des améliorations de centrales actuelles et 2 GW de STEP nouvelles. Il faut noter que ces dernières, venant en compléments des STEP actuelles, ne participent pas à l'augmentation de production puisque ce sont en fait des consommatrices nettes (rendement 70 %) intervenant essentiellement pour faire face aux fluctuations des renouvelables intermittents.

En ne retenant pour l'hydraulique actuel que l'exploitation à un taux de 10 €/MWh, le statu quo, comme la tendance SR 2008 donnerait 25 G€.

Pour Négatep, il faut prendre en compte les investissements supplémentaires, soit à raison de 5000 €/kW un total de 15 G€, et 7 TWh de plus produits, soit au total 43 G€

### **2.3 Les fossiles**

Pour Négatep, le total de 40 GW se répartit moitié /moitié entre TAC (turbines à combustion) et CCCG (Centrale Cycle Combiné Gaz). Les TAC, rendement 25 %, fonctionnement 200 hepp/an, ont un coût d'installation de 500 €/kW. Pour les CCCG, rendement 50 %, fonctionnement 1800 hepp/an, le montant de l'investissement est de 2000 €/kW. Ceci donne un total d'investissements de 50 G€.

En retenant une dépense d'exploitation, hors combustible, de 10 €/MWh, le total des dépenses de fonctionnement sur la période, pour une production arrivant à 40 TWh en 2050, sera de 16 G€  
 D'où total Négatep: 66 G€ pour investissements et dépenses d'exploitation sur l'ensemble de la période.

Le statu quo, conduirait à investir au moins autant, en remplacement de toutes les unités fossiles actuelles et globalement les dépenses d'investissement et de fonctionnement seraient à peu près les mêmes que pour Négatep.

Dans le scénario SR2008, pour répondre à plus de besoins que Négatep (+ 72 % total énergie finale), nous retenons 110 G€.

### **2.4 Transport d'électricité**

Pour Négatep, l'énergie finale à la distribution électrique passe de 436 à 754 TWh et ainsi la puissance moyenne passe de 50 GW à 86 GW, soit + 36 GW. La puissance installée de 116 GW en 2012 passe à 207 GW en 2050, soit + 91 GW, imputables en proportions voisines à l'augmentation du nucléaire et à l'insertion des ENR intermittentes.

Le réseau doit être renforcé pour prendre en compte ces augmentations. Nous retenons une valeur intermédiaire de 60 GW (entre 36 et 91)

Sur la base de 2 M€/GW \*km<sup>13</sup> de réseau et d'une longueur moyenne de 200 Km (cf. annexe 3), le montant de l'investissement pour seulement renforcer le réseau est de 24 G€, dont 12 G€ imputables aux renouvelables intermittents.

## **2.5 Récapitulatif : dépenses d'investissement et d'exploitation liées à la production électrique hors combustibles fossiles et biomasse (G€)**

	Statu quo en G€	SR 2008 en G€	Négatep en G€
Nucléaire	702	925	925
Renouvelables intermittents	0	0	103
Renouvelables gérables	25	25	43
Fossiles (hors combustibles)	66	110	66
Transport d'électricité	6	24	24

Tableau 2

## **III) Combustibles, hors nucléaire**

### **3.1 Biomasse**

Le scénario prévoit une forte pénétration de la biomasse (déchets forestiers, cultures spécifiques comme miscanthus...) dans les réseaux de chaleur existants, en assurant l'essentiel de la production (la base) par des chaufferies bois, ne laissant à d'autres sources comme le gaz qu'une part limitée lors des seuls périodes de grands froids. Les chaleurs fatales, tant dans l'industrie qu'en ville, et la géothermie viennent compléter le vecteur chaleur constitué par les réseaux.

Le total des besoins est de 30,5 Mtep de biomasse primaire (13 Mtep destinées à la chaleur directe et 17.5 Mtep destinées à la fabrication de biocarburants)

- A raison de 550 €/tep de biomasse, nous retenons pour Négatep une dépense de 286 G€ pour la fourniture de chaleur directe

Les 10 Mtep en énergie finale de biocarburant 2<sup>o</sup> génération<sup>14</sup> sont obtenues à partir de 17,5 Mtep de biomasse primaire et de 7,5 Mtep d'électricité (87 TWh). Les dépenses supplémentaires de production d'électricité ayant déjà été comptées, seules les dépenses de production de biomasse (y compris la distribution jusqu'au lieu de la consommation) sont à prendre en compte. Sur la base de 550 €/tep, nous retenons un coût de 220 G€.

Les dépenses de production de biomasse sont de 506 G€ pour Négatep, 310 pour le statu quo et pour le B.A.U. (SR 2008).

<sup>13</sup> L'étude ECF « roadmap 2050 » avance des coûts moyens de 1 à 2,5 M€/GW\*km pour le renforcement du réseau européen lié au développement des ENR, selon la proportion de lignes aériennes (courant alternatif) et enterrées (courant continu). Elle se base en outre une longueur moyenne de lignes de 1000 km, probablement justifiés à l'échelle européenne.

<sup>14</sup> Nous supposons un remplacement rapide avant 2025 des biocarburants de 1<sup>o</sup> génération, l'essentiel du coût se rapporte à une destination 2<sup>o</sup> génération).

### **3.2 Combustibles fossiles**

La part des combustibles fossiles mesurée en Mtep d'énergie primaire passe de 117,6 à 31 Mtep, soit une division par 3,8.

En première approximation, avec le facteur 3,8, la facture annuelle initiale de 68 G€ devient 18 G€ au bout des 40 ans en supposant inchangés les prix d'importation du pétrole des produits pétroliers et du gaz qui moyennés sont de 578 €/tep

Globalement pour la période cela donne : Négatep :1720 G€ (baisse linéaire), statu quo :3073 G€ et SR 2008 :3237 G€

### **3.3 Récapitulatif ; dépenses de combustibles hors nucléaires (G€)**

	Statu quo en G€	SR 2008 en G€	Négatep en G€
Biomasse	310	310	506
Fossiles	3073	3237	1720

Tableau 3

Nota : Les dépenses de combustibles nucléaires sont comprises dans le coût total nucléaire, elles représentent 190 G€ pour Négatep, voir § 2.1. Le total tous combustibles, y compris nucléaire, serait pour Négatep de 2416 G€

## **IV Bilan global**

### **Tableau récapitulatif Σ Chapitres I, II et III (G€)**

Dépenses d'investissement, de fonctionnement et d'énergie sur la période 2012-2050, an monnaie constante, sans actualisation

	Statu quo en G€	B.A.U. en G€	Négatep en G€
I) Sobriété et efficacité	330	570	1618
II) Electricité, hors III.	799	1130	1164
III) Combustibles fossiles et biomasse	3383	3547	2226
Total	4512	5247	5008

Tableau 4

### **Tableau de répartition par grands postes (G€)**

*( en supposant inchangés les prix du gaz et des produits pétroliers)*

	Statu quo en G€	B.A.U. en G€	Négatep en G€
Isolation habitat	260	290	625
Grands travaux transports	0	100	200
Batteries			300
Renouvelables chaleur (hors combustibles)	70 50* + 20**	180 140* + 40**	493 375* + 118**
Electricité reg hors nuc	97	193	112
Electricité intermittente	0	0	115 ** (103 +12)
Electricité nucléaire (dont combustible)	702	937	937 *** (925 +12)
Combustibles biomasse	310	310	506
Combustibles fossiles	3073	3237	1720
Total	4512	5247	5008

Tab  
leau 5  
\*

*Renouvelables habitat (hors combustible) \*\* Part biocarburants  
\*\*\* dont 12 G€ pour réseau*

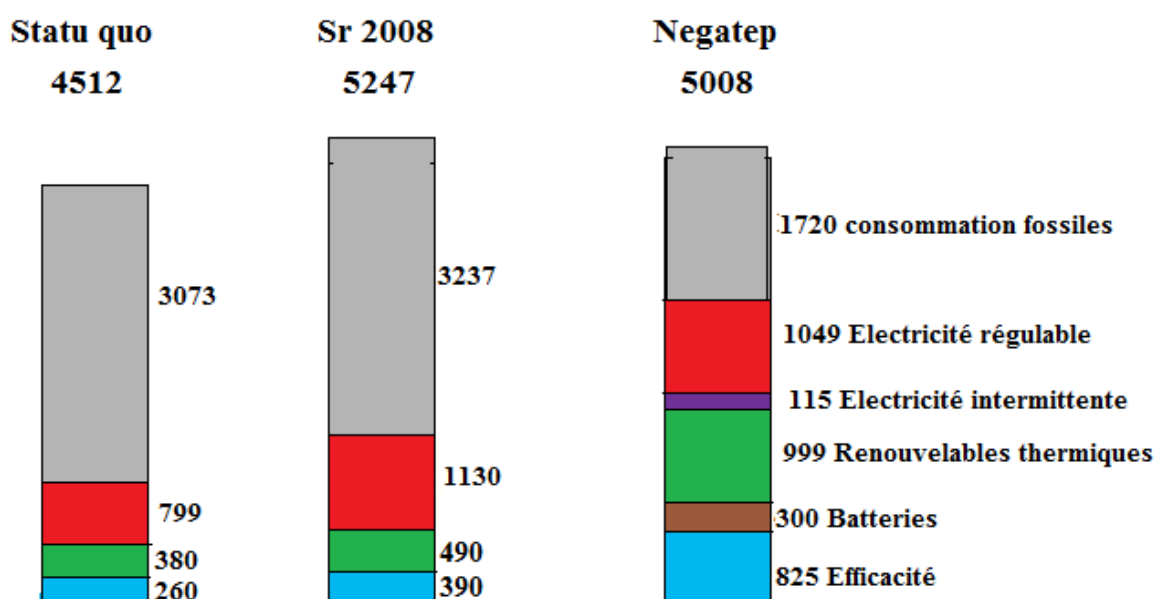


Figure 1 Répartition des postes de dépenses cumulées sur 40 ans en G€, en monnaie constante, sans actualisation

## V – Un “coût” de la tep économisée et de la tonne de CO2 évitée<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Rappel: Pour simplifier nous supposons que la transition s’effectue sur 40 ans de façon linéaire.

La notion de coût est souvent utilisée sans dire exactement de quoi il s'agit. Précisons donc ce qui est calculé ici.

Si le prix de l'énergie fossile reste inchangé, le scénario Negatep conduit à dépenser en 40 ans un peu moins (- 4,5 %) que ce qui serait dépensé selon une évolution tendancielle BAU, mais un peu plus (+ 11 %) selon le scénario "statu quo" (simple prise en compte de l'accroissement de population).

L'évaluation qui a été faite ici est imparfaite en ceci qu'elle compte de la même façon les dépenses faites aujourd'hui ou dans 10 ans ou dans 40 ans et qu'elle ne tient pas compte de la valeur qu'auront encore dans 40 ans les investissements réalisés antérieurement. Mais elle donne un ordre de grandeur utile.

On peut donc comparer les dépenses globales faites selon une évolution tendancielle ou "statu quo" d'une part, et selon Négatep d'autre part, et rapporter la différence à la somme des quantités d'énergie fossile dont Négatep aura, sur la période, évité la consommation (comparé à BAU ou au statu quo). On a alors *un coût moyen sur l'ensemble de la période* de la tep dont la consommation a été évitée par la décision de suivre le scénario Negatep au lieu de suivre une évolution tendancielle BAU ou le scénario « statu quo »

Il est possible également de rapporter la différence de dépenses au total des émissions de CO<sub>2</sub> évitées, ce qui donne *le coût moyen* sur l'ensemble de la période du CO<sub>2</sub> évité par la décision d'adopter Negatep au lieu de BAU ou du statu quo : c'est une valeur moyenne sur la période des coûts moyens par année.

Cela donne un ordre de grandeur *mais cette notion de coût moyen peut induire en erreur*. Elle ne peut pas être comparée à un prix du CO<sub>2</sub> sur un marché de CO<sub>2</sub> ni à ce que serait un impôt qui suffirait à orienter les décisions économiques de façon que soit atteint l'objectif d'émission de CO<sub>2</sub>. Ces « valeurs du CO<sub>2</sub> » (prix ou impôt) sont en effet des valeurs « marginales » (non pas des valeurs moyennes) : c'est le coût du CO<sub>2</sub> évité par celles des décisions qui doivent être prises pour respecter l'objectif (limite d'émission du pays ou sur le marché CO<sub>2</sub>) dont le coût du CO<sub>2</sub> évité est le plus élevé.

### **5.1 Coût moyen sur la période par rapport au statu quo**

Par rapport au statu quo, Négatep conduit à une baisse de la quantité totale de fossiles consommée pour la période de 40 ans évaluée à 2036 Mtep.

De la même façon, comme les rejets de gaz carbonique annuels sont passés de 373 Mt au départ, à 95 Mt en final 40 ans pour Négatep et 422 Mt pour le statu quo, le total cumulé non rejeté, pendant toute la période de transition de 40 ans est de 6540 Millions de tonnes.

En supposant toujours que les prix du gaz et du pétrole resteront les mêmes qu'aujourd'hui, l'écart final des dépenses entre Négatep et le statu quo de 496 G€ (5008– 4512) sur 40 ans, intègre le moindre coût d'achat de combustibles fossiles. Cet écart restant traduit les coûts élevés des investissements nécessaires si l'on veut remplacer des énergies fossiles, qui restent bon marché, par à la fois d'importantes économies d'énergie finale et le développement des sources d'énergies décarbonées : renouvelables chaleur et de l'électricité d'origine renouvelables et nucléaire.

Un accroissement du coût des combustibles fossiles et la prise en compte d'une taxe carbone peuvent-ils changer la donne ?

Aujourd'hui le prix moyen de la tep fossile importée est de 580 €.

a) Un accroissement du prix des combustibles fossiles affectera proportionnellement autant leur part dans le statu quo que dans Négatep, mais en valeur absolue un peu moins ce dernier, car au départ plus faible. L'équilibre serait atteint pour un prix moyen multiplié par 1,37 (+ 37%), soit 795 €/tep. Mais comme il s'agit d'un prix moyen, en supposant un accroissement linéaire sur 40 ans, cela correspondrait à un prix final à 1010 €/tep.

b) Pour arriver au même équilibre des dépenses engagées par les consommateurs d'énergie en comptant sur la seule taxe gaz carbonique, en supposant que le prix à l'importation reste inchangé, il faudrait une taxe carbone d'un montant de 76 €/tonne soit juste au milieu des valeurs proposées, notamment, par la commission Rocard (variable de 30 à 100 €/tonne)

c) En supposant une taxe gaz carbonique de 50 €/tonne, l'équilibre serait atteint pour un accroissement du prix moyen des combustibles fossiles de 12 % et un prix final supérieur au prix en vigueur aujourd'hui d'environ + 25 %.

## **5.2 Coût par rapport au B.A.U. (SR2008)**

A l'opposé du statu quo, il ne faut pas compter sur un accroissement du prix des combustibles fossiles ou sur une forte taxe gaz carbonique, pour arriver à l'équilibre des dépenses, puisqu'elles sont déjà inférieures pour Négatep de l'ordre de 6 G€/an.

## **SIGLES**

B.A.U - Business as usual  
 CCCG – centrales à gaz à cycle combiné  
 ECS – eau chaude sanitaire  
 Hepp – heures équivalentes pleine puissance  
 TAC – turbine à combustion en cycle direct  
 VE – véhicules électriques  
 PàC pompe à chaleur  
 ...



## **Annexe 1- De la validité économique de l'approche simplifiée**

Notre approche simplifiée conduit à affecter toutes les dépenses d'investissements engagées avant 2050, comme les gains de consommation pendant la période, à la transition énergétique.

Or certains de ces investissements auront des effets positifs au delà de 2050, voire même jusqu'à 2100 pour certains. En ne prenant pas en compte ces entrées financières futures, l'approche est pessimiste.

Par contre, notre approche simplifiée additionne les gains potentiels, quelles que soient leur dates d'obtention, et sur une période de presque 40 ans, un gain obtenu au début ne représente pas la même valeur économique qu'un gain obtenu à la fin 30 ans plus tard, l'approche est de ce point de vue optimiste.<sup>16</sup>

Pour apprécier l'importance en ordre de grandeur de ces effets, nous examinons deux cas : les investissements d'isolation des logements et ceux du nucléaire.

### Isolation des logements

a) Dans l'approche simplifiée, par exemple en considérant 30 millions de logements, une dépense de 15000 € par logement, pour ramener la consommation annuelle de 20000 à 10000 kWh (base logement de 100 m<sup>2</sup>), nous avons une dépense totale de 450 G€.

Avec un gain de consommation de 300 TWh pour l'année 2050, chaque € donne 1 kWh en année courante). L'approche linéaire d'équipements de la transition d'ici 2050, donne un gain énergétique total de 5250 TWh.

En affectant la totalité de la dépense d'investissements ainsi que les gains d'économie d'énergie, à la transition énergétique, sans prendre en compte le taux d'actualisation, le coût au MWh non consommé est de 85 €.

b) En supposant l'absence de dégradation des performances thermiques, les investissements en isolation conduiront à des réductions en dépenses courantes de chauffage plusieurs dizaines d'années au-delà de 2050.

Une approche détaillée, prenant en compte les taux d'actualisation et retour sur investissement au-delà de 2050, repose sur la valeur du taux d'actualisation et durée de vie.

- Pour un taux de 4 % et une durée de 60 ans, le coût au MWh non consommé est de 44 €, soit 41 € de moins que ci-dessus et un total de 215 G€ d'écart. Au bilan global simplifié de 1312 G€ il faudrait retirer 215 G€.

- Pour un taux de 8 % et une durée de 60 ans, le coût au MWh non consommé est de 80 €, soit 23 € de plus au MWh et un total de 120 G€, qu'il faudrait ajouter aux 1312 G€ du bilan global.

### Centrales nucléaires

a) Dans l'approche simplifiée, les 360 G€ d'investissements (en simples données cumulées) auront été faits pour les 80 GW de centrales nucléaires nouvelles. La première ne commençant à produire qu'en 2020 et la dernière qu'en 2050, la production moyenne cumulée sera de 8400 TWh. La part investissement ramenée au MWh produit est 43 €.

---

<sup>16</sup> Une autre façon de voir les choses est de se placer en 2030, le « centre de masse » de la période 2010-2050.

b) Or ces centrales appelées à fonctionner 60 ans, produiront encore entre 30 et 60 ans au delà de 2050. L'approche détaillée ne s'arrête pas en 2050, mais prend en compte pour le retour sur investissement, les taux d'actualisation et durée de vie associée et reporte au-delà de 2050 l'amortissement de certaines dépenses d'investissements.

- Pour un taux de 4 % et une durée de 60 ans, la part investissement dans le coût du MWh est de 28 €, soit 15 € de moins au MWh et un total de 126 G€ d'écart avec l'approche simplifiée. Ces 126 G€ devraient être retirés des 1312 G€ du bilan global (- 9.6 %).

- Pour un taux de 8 % et une durée de 60 ans, la part investissement dans le coût du MWh est de 51 €, soit 8 € de plus au MWh et un total de 67 G€ d'écart à ajouter à l'approche simplifiée (+ 5.1 %).

En fonction du taux d'actualisation, de 4 à 8 %, l'approche simplifiée accentue ou au contraire minimise de moins de 10% le bilan global, la neutralité étant obtenue avec un taux proche de 6%. Mais si l'on a comme objectif les ordres de grandeur, l'approche simplifiée reste très représentative.

## Annexe 2 Récapitulatif : données pour études économiques

### An 2.1 La production électrique,

	GW (2050)	GW/an	I (G€/GW)	I/an (G€)	TWh (2050)	Exploitation (€/MWh)	Exploitation 2050 (G€)
Nucléaire *	102	2,5	4,5**	11,25	700	20	14
Hydraulique	26	p.m.-	p.m.-	p.m.-	70	10	0,7
Eolien terrestre	12,5	0,31	1,5	0,46	40	10	0,4
Eolien offshore	12,5	0,25	2,5	0,6	30	20	0,6
Solaire PV	15	0,37	2,5	0,9	17	10	0,17
Biomasse	3.	p.m.	1,5	p.m.	10	10	0,1
<b>Total électricité non carbonée</b>	<b>171</b>	<b>3,5</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>868</b>	<b>-</b>	<b>16</b>
TAC/CCCG***	20/20	0,5/0,5	0,5/2	1,25	4/36	145/36	0,6/1,3
Renforcement réseau THT (longueur moyenne 200 km) – 50 % ENR, 50 % nucléaire	60	1,5	0,3 à 0,5	0,45 à 0,75	-	-	-
Renforcement réseau MT (ENR)				0,22 à 0,37			
<b>Total général</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,7 à 14,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24,3</b>

\* 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 200 hepp/an, rendement 25 %) et moitié de CCCG (fonctionnement 1800 h/an, rendement 50 %).

Tableau A2.1

## 2.2 Autres données

- Rénovation thermique logements : pour ramener aux normes type RT 2005 (en moyenne 100 kWh/m<sup>2</sup>.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 €/m<sup>2</sup> de panneau solaire
- Investissements pour transports en commun : 200 G€
- Biocarburants : investissements 525 €/tep produit
- Batteries pour VE : 5000 à 10000 €
- Biomasse primaire : 550 €/tep

## Annexe 3

### Les coûts liés à l'insertion dans le réseau des électricités intermittentes

De combien faut-il majorer les coûts des ENR intermittentes pour tenir compte de leur insertion dans le réseau ?

Il est très difficile de répondre à cette question, et on ne peut qu'évaluer des ordres de grandeur correspondant aux postes principaux : le nécessité d'extension du réseau, la mise en place de moyens de secours (turbines à gaz ou CCCG), et l'effacement d'autres moyens de production lorsque les ENR produisent beaucoup alors que les besoins sont faibles.

#### A3.1 L'extension du réseau

Avec près de 40 GW de plus de nucléaire et 40 GW de plus d'ENR intermittentes, même avec un certain foisonnement, le réseau THT national devrait avoir une capacité portée de 120 à 180 GW environ. Faute de simulation de cette extension, très dépendante sur la localisation des moyens de production et des lieux de consommation, force est de faire une hypothèse sur la longueur moyenne des 60 GW de lignes nouvelles (1,5 GW/an) : en prenant 200 km, on arrive à 300 GW\*km/an, soit si le coût moyen est de 2 M€/GW\*km, 600 M€/an d'investissement. Pour être complet, il faudrait ajouter une augmentation prévisible des interconnexions avec les pays voisins, qui pourraient passer 13 à 20 GW environ, mais celles-ci sont plus à attribuer à la volonté de l'Union Européenne de favoriser le marché unique de l'électricité qu'à l'insertion des ENR proprement dite.

Nous admettrons que la moitié de ces capacités nouvelles sont dues au nouveau nucléaire, la moitié aux ENR. Pour ces dernières, la production concernée moyenne sur la période 2010 à 2050 est de 40 TWh, et le coût supplémentaire dû à l'extension du réseau THT est de 600 M€/40 TWh, soit 15 €/MWh (pour le nucléaire, la production nouvelle est en moyenne sur la même période de 140 TWh, et le surcoût lié au réseau THT de 600 M€/140 TWh # 4 €/MWh).

A ces coûts liés à l'extension du réseau, il faut ajouter, pour les ENR seulement, l'extension du réseau moyenne tension indispensable pour permettre le raccordement des éoliennes terrestres et, probablement, du solaire PV (l'éolien offshore étant raccordé directement au réseau THT).

*Au total, le développement des réseaux THT et MT devrait entraîner un coût supplémentaire de 20 à 25 €/MWh, un peu moins pour l'éolien offshore et le solaire PV, un peu plus pour l'éolien terrestre.*

#### A3.2 les moyens de « back up »

Il s'agit, pour l'essentiel, des centrales à gaz, CCCG et TAC. Les premières, utilisées en demi-base, sont surtout nécessaires pour faire face aux pointes de consommation d'hiver. Les TAC, en revanche, sont surtout nécessaires pour faire face aux brusques chutes de vent. A raison de 200 hepp/an et avec un rendement de 25 %, pour une puissance moyenne augmentant de 5 GW en 2010 à 20 GW en 2050, les dépenses d'investissement sont de 150 M€/an et les dépenses de gaz proches de 400 M€/an.

*Au total 550 M€/an en moyenne, soit, toujours sur la base d'une production ENR moyenne de 40 TWh, environ 14 €/MWh., cette moyenne cachant une forte disparité entre les éoliennes (terrestres et offshore) d'une part et le solaire PV d'autre part..*

### A3.3 L'effacement de moyens de production de base

L'obligation d'achat des ENR intermittentes entraîne la nécessité, lorsque la demande est modérée ou faible, l'effacement des moyens de production de base. Ceci entraîne une perte économique pour les exploitants de ces moyens : en Allemagne, pays où les ENR sont particulièrement développées, la perte est telle que nombre de centrales brûlant du gaz ou du charbon ont du fermer.

En France, la perte économique concerne pour l'essentiel le nucléaire. La CSPE n'en tient que partiellement compte, car elle ne compense pas la différence entre les prix du marché de gros de l'électricité et le coût marginal d'exploitation du nucléaire. Elle est difficile à chiffrer, car elle dépend à la fois de la gestion de l'ensemble des moyens de production et de la demande à chaque instant. On peut cependant raisonnablement estimer qu'elle correspond à un ou deux % du coefficient d'utilisation du nucléaire, 150 à 300 M€/an, soit 4 à 8 €/MWh d'ENR.

*Au total, l'effacement du nucléaire représenterait un surcoût des ENR de 4 à 8 €/MWh. Il est probable cependant que ce surcoût augmenterait rapidement si la part des ENR augmentait beaucoup.*

### A4.1 Récapitulatif

Le bilan global des « coûts cachés » des ENR se résume ainsi :

- extension des réseaux THT et MT : 20 à 25 €/MWh
- moyens de « back up » : environ 15 €/MWh
- effacement du nucléaires lors des pointes des ENR : 4 à 8 €/MWh

*Au total, en arrondissant, 40 à 50 €/MWh, probablement un peu plus pour les éoliennes terrestres, ces coûts venant s'ajouter aux coûts directs. Une analyse plus fine serait utile, mais ne devrait pas modifier profondément cet ordre de grandeur.*