

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

Claude Acket
Sauvons Le Climat

Résumé

La présente étude vise à évaluer les ordres de grandeur des dépenses liées aux grands postes du scénario Négatep 2017¹. 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 ceux 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 35 ans entre 2015 et 2050, en supposant que l'on se rapproche progressivement de l'objectif de réduction des émissions du facteur 4 en 2050, est fait sur la base d'un coût unitaire des combustibles fossiles qui, partant d'un niveau particulièrement bas en 2015, est supposé augmenter d'un facteur proche de 2 d'ici 2050, ce qui sous entend coût unitaire multiplié par 2, mais nombre d'unités divisé par 4, d'où un total divisé par 2.

Le total est comparé à celui que serait le simple *statu quo*, prévoyant un maintien tel quel de la situation énergétique actuelle par habitant (donc un simple accroissement poste par poste de 13 %, que ce soit pour l'habitat, la mobilité...), ou ce que serait un scénario de référence, tendanciel, dans la continuité du couramment désigné : "business as usual" (B.A.U).

Par rapport au *statu quo*, la forte réduction progressive d'achat de combustibles fossiles (une valeur totale divisée par 2 environ), compense pratiquement 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 d'électricité soit d'origine renouvelable, soit nucléaire.

Par rapport à un scénario tendanciel, l'écart économique, chiffré à environ une moyenne de 30 G€ par an en faveur de la transition Négatep au moindre coût est marquant, sous le seul aspect économique, hors objectif facteur 4, la transition s'impose.

¹ « Diviser par 4 les rejets de CO2 liés à l'énergie : le scénario Négatep nouvelle diffusion 2017 » -

Table des matières

Introduction

Rappel : Les données principales de Négatep 2017 :

- 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 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€)
 - 3.4) Effet d'une taxe carbone
- IV Bilan global

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

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 gaz²). 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*, supposant un maintien, tel quel de la situation énergétique actuelle par habitant (donc un simple accroissement poste par poste de 13 %), ou ce que serait l'avenir, dans une évolution tendancielle (une référence, 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 ?

Nota :

La méthode de calcul retenue dans cette approche Négatep est bien différente de la méthode que l'on apprend dans les cours d'économie et qui est adoptée entre autres par la Cour des Comptes, celle qui ramène toutes les dépenses à une valeur actualisée, ou encore de les représenter par des annuités constantes.

Ici la méthode utilisée présente l'avantage de la simplicité : nul besoin d'un taux d'actualisation ni de tenir compte de date des dépenses. La durée de vie des équipements n'intervient que s'il faut les remplacer au titre dépenses d'investissements à ajouter en cours de vie.

Les résultats ne doivent pas être interprétés en absolu, mais en comparaison en ordre de grandeur, entre différents jeux d'hypothèses plausibles.

Un calcul plus standard comparerait les dépenses actualisées calculées après avoir dressé un échéancier des dépenses. Il s'avère que les résultats sont comparativement acceptables, puisqu'un calcul test fait sur deux types d'investissement montre que le résultat du calcul simplifié n'est pas éloigné du résultat standard fait avec un taux d'actualisation situé dans une fourchette de 4 à 8 %, comme explicité en Annexe 1.

² Un peu aussi le charbon, mais depuis la transition des années 80/90, et le développement de l'électricité d'origine nucléaire, cette part est déjà très faible

Rappel : Les données principales de Négatep 2017 :

- A) Energie finale : 119,5 Mtep³ en 2050, déjà en baisse significative de 20 % par rapport aux 149,2 Mtep en 2015, mais encore plus si on se réfère aux 200 Mtep qui pourraient être atteints dans la continuité référence.

Par personne, la baisse est de 29 % par rapport à 2015, elle serait de 47 % par rapport au tendanciel.

- B) L'ensemble des combustibles fossiles utilisés passe d'un total de 109,2 Mtep (dont 33,9 TWh en production d'électricité) à 29,4 Mtep, (dont 20 TWh en production d'électricité) soit une division par 3,8 des rejets de CO₂, par rapport à l'année 2015, mais de 4,4 par rapport 1990⁴ (année de référence)

La baisse la plus importante concerne le pétrole qui passe de 64,2 à 6 Mtep, soit un facteur d'environ 10, significatif du bouleversement dans la mobilité.

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 deux fois 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 représentent 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 a représenté en 2015 un coût total de 51,6 G€, en forte baisse par rapport à 2014, lorsqu'il était de 69,4 G€⁵.

- D) Fort développement des énergies renouvelables thermiques : de 15,5 Mtep en 2015 à 36,5 Mtep en 2050 (x 2,4)

- E) Fort accroissement de l'emploi final d'électricité (+ 75 %), de 436 TWh en 2015 à 756 TWh (y compris la consommation intermédiaire biocarburant) 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 est encore plus qu'en 2105 décarbonée (97 % au lieu de 93 %)

- F) Pour cette électricité, un fort développement des renouvelables : de 89,5 TWh en 2015 à 137 TWh en 2050 (+ 53 %). 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

³ Le décompte en énergie finale additionne les données en tep (directement applicables pour les combustibles fossiles, ou les sources d'énergies thermiques renouvelables) et celles sous forme d'électricité exprimées en MWh, avec la correspondance : 1 tep = 11,63 MWh.

⁴ Entre 1990 et 2015, les rejets de gaz à effet de serre ont été réduits de 16 % en France

⁵ Baisse associée à celle récente du baril de pétrole de 80 à 40 \$, qui devrait se corriger dans les années à venir

renouvelables représentent 30 % (dont 16 % pour les ENR⁶) de la puissance totale électrique installée.

- G) Par le maintien du rôle majeur rempli par le nucléaire : de 437 TWh en 2015 à 688 TWh en 2050 (+ 57 %). Le nucléaire assure 81 % de production électrique pour 58 % de la puissance 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 35 ans et un point de départ en 2015. 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 2015, augmentée de 13 % pour prendre en compte la simple augmentation de population, soit 168 Mtep, avec la même répartition entre énergies primaires.

- ou bien à un scénario tendanciel servant de référence avec une consommation finale 2050 de 200 Mtep soit + 34 % (+ 19 % par habitant), 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.

Les dépenses engagées peuvent assez aisément se chiffrer, sous réserve toutefois d'hypothèses d'évolution à long terme (les coûts actuels vont-ils monter ou à l'opposé baisser ?), Il n'en est pas de même de la prise en compte de la durée de vie résiduelle des investissements engagés avant 2050, qui pour certains pourrait encore fonctionner après 2100.⁷ Nous n'en tenons pas compte ici, en sachant que les dépenses comptabilisées sont bien engagées et effectuées avant 2050, leurs impacts économiques positifs ou négatifs (dépenses de démantèlement notamment) 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 gênantes dans la comparaison des scénarios, par exemple, pour estimer le surcoût de Négatep, par rapport au *statu quo* ou à la référence dans la continuité.

⁶ ENRi, pour renouvelables intermittents, soit éolien et photovoltaïque.

⁷ 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 supplémentaires de centrales nucléaires auront été faits entre 2025 et 2050 et celles-ci, appelées à fonctionner 60 ans, produiront encore entre 30 et 60 ans au delà de 2050 et 2100. Dans les deux cas, l'analyse économique complète, et non simplifiée faite, prendrait des valeurs corrigées du taux d'actualisation ramenées à la période avant 2050. (cf. annexe 1).

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 et la tendance à un peu plus de surface par habitant conduisent à augmenter la surface globale et le nombre de logements.

Il y a ce jour 34,5 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 4,3 millions de logements neufs, selon les normes d'isolation antérieures à RT 2012⁸, comme RT 2005, pour une dépense spécifique d'isolation de 15 000 €/logement, et à prévoir 5 000 €/logement (sur environ 35 ans) au titre de l'entretien courant des 34,5 millions de logements, soit au total 237 G€. En extrapolant au tertiaire (+ 50 %), un total global de dépenses de 355 G€ est retenu.

Pour Négatep, il est prévu, à côté de la construction de 14 millions de logement neufs, la rénovation de 20 millions de logements anciens. Pour ramener de 200 à 100 kWh/m², la consommation d'énergie finale, nous retenons 15 000 €/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 applicables aux nouvelles constructions pour celles antérieures à RT 2012. Globalement la dépense est de 510 G€.

En extrapolant au tertiaire, (+ 50 %) un total global de dépenses de 765 G€ est retenu.

Dans l'hypothèse de la référence/continuité, l'augmentation du nombre de logements est supérieure de 20 % à celle du *statu quo*, d'où un coût total de 426 G€.

Montant total des dépenses d'isolation de 2015 à 2050 : 765 G€ pour Négatep, 355 G€ pour le *statu quo* et 426 G€ pour la référence/tendance.

Nota : Il faut rappeler, que ces valeurs sont dans l'approche simplifiée adoptée, la somme de valeurs courantes, hors prise en comptes de tout taux potentiel d'actualisation (Cadre général de l'approche simplifiée : ne retenir que les débours sans parler d'amortissement ni de valeur résiduelle)

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

- Pompes à chaleur (PAC)

Négatep retient 7_Mtep tirés de la nature (sol, air) à l'aide de pompes à chaleur (géothermie de surface avec des PAC sol-eau dans le neuf, forte pénétration de PAC air-air en rénovation). Sur la base de 7 millions de PAC, un coût 12 000 € par PAC, soit un total de 84 G€.

Nous supposons que l'ensemble sera opérationnel et non à renouveler d'ici 2050.

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

⁸ 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.

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 !

Coût total PAC 126 G€. Il s'agit d'une dépense supplémentaire par rapport aux situations *statu quo* et référence/tendance.

- 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 10 000 €/logement d'où un investissement total de 90 G€.

Aussi bien dans la nouvelle situation, où les chauffages sont modifiés, que dans celle du *statu quo*, une dépense d'entretien de 5 000 € par logement pour la période est retenue. Nous supposons que dans le cadre de référence/continuité, comme de Négatep, les modifications de mode de chauffage au bois seront également faites pour des raisons de confort et de facilité d'exploitation. Ainsi, le montant total des dépenses 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...)

La géothermie sur aquifères apporte 1 Mtep. Nous retenons 12 G€ d'investissements (extrapolation à valider à partir du coût PAC vu 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 : 5 G€

- Solaire thermique

4 Mtep (46,6 MWh) soit 100 Mm² de panneaux.

Avec l'installation (capteurs, ballons...), le prix actuel de 1 000 €/m² de panneau devrait rapidement décroître (avec une véritable industrialisation du métier) descendre à 600 €/m², 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 référence/continuité.

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 référence/continuité

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

Les transports consomment aujourd'hui au total 49,4 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 pour 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 devraient être que marginaux.

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. Ce lien, fait entre l'investissement et la réduction de l'usage du pétrole, contrairement à ce qui est sous-entendu dans le Grenelle, ne peut se référer à la réduction des rejets de gaz carbonique. En effet il signifierait que sur la base d'un taux de 4 %, la valeur de la tonne de gaz carbonique économisée serait supérieure à 600 €, chiffre à porter à 1200 € pour un taux de 8 %. Il faut voir ce lien uniquement sous l'aspect balance des paiements et le total d'environ 60 G€ d'importation de fossiles pour environ 120 Mtep.

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 CO₂, obtenus par le transfert de la route vers le rail ou l'eau sont relativement modestes, et si les dépenses se révèlent, hors de gamme, ramenés à la tonne de gaz carbonique évitée, il est clairement stratégiquement important de poursuivre dans ces voies et Négatep retient moyennant un investissement de 200 G€, justifié pour des motifs d'aménagement du territoire, de renforcement des biens communs, qui en outre permettent une 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.⁹

Si le chiffre est 0 pour le *statu quo*, des investissements s'imposeront aussi dans le cadre de la référence 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^e génération, et 2 Mtep de biogaz. Les investissements pour la voie thermo-chimique correspondent à 525 €/tep produit¹⁰. Pour une capacité augmentant linéairement de 0 à 12 Mtep/an soit 210 Mtep sur la période de 35 ans, il faudrait donc investir 110 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 : 123 G€¹¹

Dans la référence/continuité, 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€).

⁹ 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.

¹⁰ Rapport « Vecteurs » de l'Académie des technologies

¹¹ Pour le coût total biocarburants, ajouter les coûts biomasse matière et électricité (voir §3.1);

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 20 000 km, on consommerait 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 5 000 à 10 000 €¹², et une durée de vie de 10 ans, la dépense annuelle en batterie est de l'ordre de 500 à 1 000 €, et l'investissement en batteries est donc en moyenne sur 35 ans de 5 à 10 G€/an, soit 175 à 350 G€ (moyenne retenue 300 G€).

Nota : nous supposons qu'un véhicule électrique ou hybride rechargeable, hors sa batterie, ne coûte pas plus cher qu'un véhicule qui ne consomme que du carburant.

Dépenses totales d'investissement et de fonctionnement déplacements pour Négatep : 613 G€ ; pour statu quo : 20 G€ et dans la référence/tendance : 140 G€.

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

	Statu quo	Référence Tendance	Négatep
Isolation logements	355	426	765
Renouvelables Chaleur, habitat	50	140	375
Déplacements	20	140	623

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 845 TWh (568 TWh en 2015), assurés par le nucléaire pour 688 TWh (+ 57 %), l'hydraulique pour 70 TWh (très faible accroissement), les nouvelles sources de renouvelables électriques (éolien et photovoltaïque regroupées sous le repère RNRi) pour 56 TWh (un doublement), et enfin, le thermique fossile pour 20 TWh (divisé par 2).

¹² Rapport « Vecteurs » de l'Académie des technologies

La puissance totale installée qui était de 123 GW en 2015, monte à 173 GW, soit + 50 GW. Cette puissance se répartit entre le nucléaire : 100 GW (+ 37), les renouvelables intermittents : 28 GW (+ 14), l'hydraulique : 22 GW (+1), le gaz : 20 GW (environ – 20 en fossiles).

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

Pour répondre aux besoins croissants d'électricité, le scénario prévoit un accroissement de la production nucléaire de 437 à 688 TWh d'ici 2050, qui se traduit par un passage de la puissance installée de 63 à 100 GW.

Négatep prévoit une prolongation de vie des centrales actuelles jusqu'à 50 ou 60 ans, un besoin de tranches nouvelles à partir de 2025 (pour répondre aux besoins croissants de puissance et aussi en remplacement des tranches en fin de vie). Les centrales existantes seront toutes arrêtées et remplacées entre 2050 et 2060.

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 2025 ; le scénario se traduirait, à partir de 2025, par la mise en service moyenne de 3,2 GW/an et l'arrêt de 1,7 GW/an.

Plus précisément, 17 GW de centrales de génération II seraient encore en service en 2050 et 83 GW de génération III auront été construits, et certaines seront encore opérationnelles en 2100.

Sur la base d'un montant d'investissement de 4 500 €/kW,¹³ l'investissement total est de 373 G€, en notant que cet investissement sera encore source de production et donc de revenus entre 35 et 60 ans, et aussi de dépenses, (mais relativement moins importantes) au-delà de 2050.

En dépenses d'ici 2050, 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 437 TWh (donnée 2015) et de 688 TWh en 2050, le poste exploitation donne 400 G€ (pour les 35 ans de la transition) dont un peu moins de la moitié pour le combustible, y compris la gestion des déchets (total compté 8,3 €/MWh).

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) des tranches de génération II.

Le démantèlement concerne une puissance installée de 46 GW. Mais il ne sera qu'en faible partie effectué pendant cette période. Il ne sera pas fini sur les premières tranches arrêtées après 2025 et aura à peine débuté sur les dernières. Nous retenons 20 G€ pour les dépenses de démantèlement d'ici 2050

Ceci donne un total général de 848 G€ pour le nucléaire Négatep.

Le statu quo supposant une production nucléaire augmentée de 13 % (simple effet population) impose de nouvelles constructions de 54 GW au lieu de 83, donnant une dépense totale, y compris exploitation et démantèlement d'ici 2050, de 618 G€

La tendance qui verrait le nucléaire augmenter de 33 % (au delà des 13 % de population) donnerait une dépenses totale de 720 G€.

¹³ 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.

2.2) Bilan financier électricité renouvelables

La production annuelle passe de 94,5 TWh (2015) à 137 TWh, soit + 42,5 TWh, répartis entre + 23,7 d'éolien ; + 3,8 de Pv ; + 6 de biomasse et déchets ; + 9,1 d'hydraulique.

2.2.1) Renouvelables intermittents

- L'ensemble de l'éolien passe de 10,4 GWi (GW installé) en terrestre seul, à 18 GWi (terrestre et offshore)

Pour l'éolien terrestre, environ 15 GWi en 2050, soit 4,6 GWi de plus qu'aujourd'hui. Mais, comme on retient que les investissements devront être renouvelés une fois, à raison de 1 500 €/kWi, cela donne 45 G€, auxquels il faut ajouter 2 % par an de l'investissement au titre de la maintenance, soit 15,7 G€, cela donne un total de 60,7 G€ éolien terrestre.

Pour l'éolien offshore, la totalité des 3 GWi sont nouveaux. Mais comme on retient que les investissements devront être renouvelés une fois, à raison de 2 500 €/kWi, cela donne 15 G€, avec les dépenses de maintenance (4 % par an de l'investissement) soit 10,5 G€, d'où un total éolien offshore de 18 G€.

Eolien : dépenses totales sur la période de l'investissement et de l'entretien : 78,7 G€:

- Le photovoltaïque passe de 7,3 GWc (Wc de crête) en 2015 à 11 GWc

Pour un investissement de 1 800 €/kWc¹⁴, en supposant qu'il faudra renouveler une fois, l'investissement total sur la période est de 26,5 G€, auquel il faut ajouter la maintenance, basée sur 2 %/an d'investissement, soit 9,3 G€.

Total Pv : 35,8 G€

Total Négatep renouvelables intermittents : 114,5 G€ (hors réseau)

0 pour le statu quo, comme pour la tendance

2.2.2 Renouvelables non intermittents (gérables) hors combustible biomasse

- Pour la biomasse les 3 GW installés d'ici 2050, produisent 11 TWh/an. L'investissement sur la base de 1 500 €/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.

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 ou adaptées. 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 que l'exploitation à un taux de 10 €/MWh, le statu quo, comme la tendance donnerait 25 G€.

Pour Négatep, il faut prendre en compte les investissements supplémentaires, soit à raison de 5 000 €/kW un total de 15 G€, et 7 TWh de plus produits, soit au total 43 G€

¹⁴ Valeur moyenne prenant en compte la répartition entre les petites installations (les plus nombreuses en puissance totale sur toitures, les plus onéreuses) et celles au sol (très puissantes, mais limitées en nombre). La plage des prix, en 2015, allait de 1100 €/kWc pour les très fortes puissances au sol (hors coût du terrain), à 4000 €/kWc pour les petites puissances intégrées au bâti. Ces prix ont fortement baissé ces dernières années, avec le dumping chinois. Vont-ils encore baisser ?

2.3 Les fossiles

Pour Négatep 20 GW (20 TWh) de fossiles (gaz) répartis moitié/moitié entre TAG (turbines à combustion) et CCCG (Centrale Cycle Combiné Gaz) sont prévus, avec 2 objectifs complémentaires : répondre aux besoins extrêmes exceptionnels de puissance en hiver et plus couramment, toute l'année, faire face aux variations de puissance de l'ensemble éolien et photovoltaïque (puissance installée totale de ces 2 sources de 28 GW, puissance fournie déversée variant de 23 à 1 GW à cause de l'intermittence).

Ceci donne un total d'investissements équipements de 35 G€ et de 26 G€ d'exploitation hors combustible, d'où total Négatep: 61 G€.

Le statu quo, conduirait à augmenter de 13 % la part des combustibles fossiles et arrive à un total de 74 G€.

Dans le tendanciel, la part des combustibles fossiles est augmentée de 33%, d'où un total de 87 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 123 GW en 2015 passe à 173 GW en 2050, soit + 50 GW, dont 37 pour le nucléaire et 13 pour les renouvelables.

Le réseau doit être renforcé pour prendre en compte ces augmentations. Sur la base de 2 M€/GW *km (voir Annexe 3) de réseau et d'une longueur moyenne de 200 km, le montant de l'investissement pour seulement renforcer le réseau est de 20 G€, à répartir sensiblement moitié pour le nucléaire (réseau en grande partie déjà existant à adapter), et moitié pour les renouvelables (nouveau et très grande dispersion).

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

	Statu quo en G€	Tendance en G€	Négatep en G€
Nucléaire	618	720	848
Renouvelables intermittents	0	0	115
Renouvelables gérables	25	25	43
Fossiles (hors combustibles)	74	87	61
Transport d'électricité	6	20	20

Tableau 2

Bilan intermédiaire hors combustibles fossiles et biomasse

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 seules 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.

Dans le scénario Négatep, le total des besoins est passé de 13,5 Mtep en 2015, à 36,5 Mtep de biomasse primaire (15 Mtep destinées à la chaleur directe et 21,5 Mtep destinées à la fabrication de biocarburants et de biogaz)

A raison de 550 €/tep de biomasse, nous obtenons un total de dépenses de combustible de 480 G€.

Elles seraient de 277 G€ pour le statu quo et de 303 G€ pour le tendancier.

3.2 Combustibles fossiles

La consommation de combustibles fossiles, mesurée en Mtep, passe de 109,3 à 29,4 Mtep, soit une division par 3,7.

En première approximation, avec le facteur 3,71, la facture annuelle du bilan, mesuré en importations, de 51,6 G€, en 2015 (570 €/tep), tomberait à 14 G€ au bout des 35 ans, en supposant inchangés les prix d'importation du pétrole et du gaz.

Mais, avec un baril à 40 \$, l'année 2015 se caractérise par un prix très bas des combustibles fossiles, qui suivent qualitativement celui du pétrole. Cette même facture était de 69 G€ en 2014 car les prix des combustibles fossiles ont beaucoup oscillé, comme celui du baril passé de 130 \$ à 40 en quelques mois fin 2008, pour remonter vers 80 en 2014, avant un nouvel effondrement.

La tendance ne pouvant être qu'à la hausse, nous baserons nos estimations en supposant que le prix passera de 570 €/tep à 1 100 €/tep d'ici 2050.

Sur la base d'évolutions linéaires (du prix annuel en hausse et de la consommation annuelle en baisse) cela donne pour Négatep, en total cumulé d'aujourd'hui à 2050, 1 774 G€.

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

	Statu quo en G€	Tendance en G€	Négatep en G€
Biomasse	277	303	480
Fossiles	3 650	4 305	1 774
Total	3 927	4 608	2 254

Tableau 3
Bilan intermédiaire combustibles hors nucléaire

Nota : Les dépenses de combustibles nucléaires sont comprises dans le coût total nucléaire, elles représentent 123 G€ pour Négatep, voir § 2.1. Le total tous combustibles, y compris nucléaire, serait pour Négatep de 2 323 G€.

IV Bilan global

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

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

Tableau 4 Répartition par grands postes (G€)

Dépenses d'investissement, de fonctionnement et d'énergie sur la période 2015-2050, en monnaie constante, sans actualisation

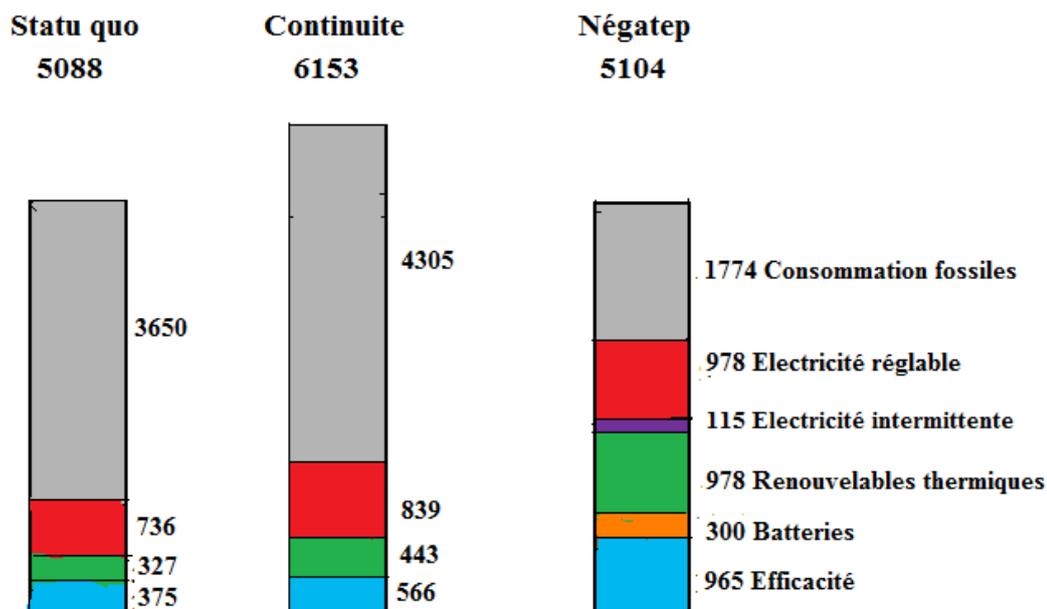


Figure 1 Répartition des postes de dépenses cumulées sur 35 ans en G€, en monnaie constante, sans actualisation

L'ensemble des dépenses cumulées sur 35 ans d'ici 2050 du scénario Négatep se révèle, à seulement environ 0,3 % près, du même ordre de grandeur que celles qui maintiendraient strictement la situation énergétique actuelle en augmentant exactement au même rythme que la population, soit 13% d'ici 2050.

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

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

A ces dépenses, juste un peu supérieures à celles du statu quo, est associée une baisse des rejets de gaz carbonique, qui seraient divisés d'ici 2050 par 3,7. Ces rejets passeraient de 344 à 91 millions de tonnes par an d'ici 2050. Sur la période de 35 ans, d'aujourd'hui à 2050, le total des émissions de CO₂ évitées serait de 4 427 Millions de tonnes, soit une moyenne de 126,5 millions de tonnes par an. La prise en compte d'une taxe carbone, comme par exemple, celle proposée lors de la COP 21, fixée au départ à 30 €/tonne, pour monter à 100 en 2050, ferait passer cet écart défavorable insignifiant de 0,4 G€ par an en moyenne à 6 G€/an favorable.

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

Il faut s'interroger sur l'hypothèse faite sur l'évolution du prix des combustibles fossiles.

L'approche économique a été faite en supposant une tendance à la hausse du prix moyen des combustibles fossiles passant de 570 €/tep à 1 100 €/tep d'ici 2050, en rappelant la grande instabilité de celui-ci basé sur celui du pétrole et la référence du prix du baril passé de 130 \$ à 40 en quelques mois fin 2008, pour remonter vers 80 en 2014 (1 100 €/tep), avant un nouvel effondrement. Sans cet accroissement la facture annuelle moyenne aurait été réduite de 8,2 G€.

Par contre une montée au delà des 1 100 €/tep, comme lors des crises pétrolières rencontrées depuis 1974, aurait augmenté la facture.

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

PAC - 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, ainsi que les gains de consommation pendant la période, à la transition énergétique, toutes totalisées à partir de l'année zéro.

Cette approche simplifiée conduit à deux types de commentaires pour pondérer:

- Une dépense de 100 lors de l'année zéro, conduit à des charges annuelles étalées sur 40 ans de 2,5 par an, hors actualisation, qui monte à 5 avec un taux de 4 % et à 8,3 avec un taux de 8 %¹⁵. Mais en sens inverse, une dépense de 100, à venir à la limite des 40 ans (en fin de parcours) est comptée 100 hors actualisation, mais 20 avec un taux de 4 %, et 12 avec un taux de 8 %.

- 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.¹⁶

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 15 000 € par logement, pour ramener la consommation annuelle de 20 000 à 10 000 kWh (base logement de 100 m²), 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 5 250 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 sur la 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 1 312 G€, il faudrait retirer 215 G€.

¹⁵ Le coefficient de dépense annuelle se détermine par la formule :

$$Crf = \frac{hd(1 + hd)^n}{(1 + hd)^n - 1}$$

, avec hd pour le taux, et n pour le nombre d'années

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

- 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 1 312 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 2025 et la dernière qu'en 2050¹⁷, la production moyenne cumulée sera de 8 400 TWh. La part investissement ramenée au MWh produit est 43 €.

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 1 312 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%¹⁸. Mais si l'on a comme objectif les ordres de grandeur, l'approche simplifiée reste très représentative.

¹⁷ Devrait encore produire en 2110 et plus probablement encore en 2130 (prolongation 80 ans)

¹⁸ Une dépense de 100 lors de l'année zéro, conduit à des charges annuelles étalées sur 40 ans de 2,5 par an, hors actualisation, qui monte à 5 avec un taux de 4 % et à 8,3 avec un taux de 8 %. Mais en sens inverse, une dépense de 100, à venir à la limite des 40 ans (en fin de parcours) est comptée 100 hors actualisation, mais 20 avec un taux de 4 %, et 12 avec un taux de 8 %.

Annexe 2 Récapitulatif : données pour études économiques

An 2.1 La production électrique,

	GW (2050)	I (G€/GW)	TWh (2050)	Exploitation (€/MWh)	Exploitation 2050 (G€)
Nucléaire *	100	4,5**	688	20	13.8
Hydraulique	22	p.m.-	70	10	0,7
Eolien terrestre	15	1,5	35	10	0,35
Eolien offshore	3	2,5	10	20	0,2
Solaire PV	10	1,8	11	10	0,11
Biomasse	3.	1,5	10	10	0,1
Total électricité non carbonée	153	-	845	-	15.3
CCCG	20	1,5	20	***	
Renforcement réseau 50 % ENR 50 % nucléaire	60	0,3 à 0,5	-	-	-

Tableau A2.1

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

** Un investissement de 4 500 €/kW conduit à une charge fixe, sur 60 ans, fortement tributaire du taux d'actualisation et du nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge. Pour 4 % et 7 000 heures par an, la charge est de 28,3 €/MWh (24,5 pour 8 000 heures). Pour 8 % et 7 000 heures par an elle est de 51,4 €/MWh (45 pour 8 000 heures). A ces coûts, il faut ajouter les charges exploitation, le combustible, les provisions diverses, pour 20 €/MWh. Un coût complet pouvant aller en gros de 50 à 72 €/MWh.

*** Au seul coût combustible qui varierait de 45 à 90 €/MWh, pendant les 35 ans, il faut ajouter le personnel 10 €/MWh

2.2 Autres données

- Rénovation thermique logements : pour ramener aux normes type RT 2005 (en moyenne 100 kWh/m².an et non RT 2012) : 15 000 € par logement
- Entretien courant chauffage, hors amélioration isolation : 5 000 € par logement
- Pompes à chaleur : coût moyen investissement 12 000 € par PAC
- Chauffage biomasse, investissement pour changement mode de chauffage : 10 000 €/logement
- Chauffage solaire (surtout ECS) : 600 €/m² de panneau solaire
- Investissements pour transports en commun : 200 G€
- Biocarburants : investissements 525 €/tep produit
- Batteries pour VE : 5 000 à 10 000 €
- Biomasse primaire : 550 €/tep

Annexe 3

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

Bien que ceci ne soit ni nécessaire, ni utile pour réduire les rejets de gaz carbonique, Négatep a retenu la présence de 28 GW de sources d'électricité intermittentes ENRi (éolien et photo voltaïque), produisant 56 TWh (6,6 % du total de la production de 845 TWh).

Ceci a un coût, dont nous essayerons d'évaluer les 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 37 GW de plus de nucléaire et 13 GW de plus d'ENR intermittentes, même avec un certain foisonnement, le réseau national THT devrait avoir une capacité passer de 123 à 173 GW. 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 50 GW de lignes nouvelles. Sur la base de 2 M€/GW *km¹⁹ de réseau en prenant une longueur moyenne de 200 km, le montant de l'investissement pour seulement renforcer le réseau est de 20 G€. Nous retenons que la moitié de ces capacités nouvelles est due au nouveau nucléaire, la moitié aux sources ENR, plus dispersées.

Pour être complet, il faudrait ajouter une augmentation prévisible des interconnexions avec les pays voisins, qui pourraient passer de 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.

A3.2. L'effacement de moyens de production de base

Tant que la priorité d'accès au réseau et les tarifs d'achat favorables aux éoliennes et aux photovoltaïques seront maintenues, il y aura nécessité, lorsque la demande est modérée ou faible, d'un effacement partiel des moyens de production de base. En Allemagne, ceci conduit à baisser la production électrique fossile, donc globalement est favorable à la réduction des rejets de gaz carbonique. Mais paradoxalement ceci a conduit à la fermeture en priorité de centrales au gaz, pour des raisons économiques.

En France, la perte économique concerne pour l'essentiel le nucléaire. La CSPE n'en tient que ridiculement compte, puisqu'avec un total d'environ 5 G€ imputables aux 27 TWh des ENRi, elle représente 185 €/MWh. Ceci ne compense de toute façon pas la différence entre les prix du marché de gros de l'électricité et le coût marginal d'exploitation du nucléaire. Il y a perte économique, mais difficile à chiffrer précisément, car elle dépend à la fois de la gestion de l'ensemble des moyens de production et de la demande à chaque instant.

Nous pouvons faire une approche simplifiée dans la continuité de l'approche de ce document, en prenant comme exemple l'éolien terrestre.

Pour un coût d'investissement de 1,5 G€/GW, une production de 2300 heures par an, un taux de 4 % et un coût d'exploitation de 10 €/MWh, nous obtenons un coût de revient de 58 €/MWh.

¹⁹ 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.

Comme il faut la même puissance installée nucléaire, ne vient en déduction que la baisse des dépenses d'exploitation nucléaire de 20 €/MWh, d'où au final un coût d'effacement de 38 €/MWh.

Le bilan global des « coûts cachés » pourrait se résumer ainsi :

- extension des réseaux :	20 €/MWh
- effacement du nucléaire lors des pointes de l'éolien	38 €/MWh
Total :	58 €/MWh

Pour l'éolien offshore le coût de l'effacement serait de 49 €/MWh, d'où total 69 €/MWh, et pour le photovoltaïque de 77 €/MWh, d'où total de 97 €/MWh