

# Rapport du groupe de travail du conseil national

*Imaginons ensemble notre énergie de demain*



Groupe

4

## Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ?

**Coordonnateur** : Benoît Leclair (ARF)

**Rapporteurs** : Matthieu Orphelin (FNH), Philippe Rosier (MEDEF)

**Co-rapporteurs** : Thibault Leinekugel Le Cocq (DGEC), Jean-Marc Moulinier (DGEC)

**Experts référents** : Dominique Dron, Fabien Roques

**Secrétariat général** : David Krembel, Léna Spinazzé

<b>Introduction .....</b>	<b>1</b>
<b>Avant-propos .....</b>	<b>2</b>
<b>I. Synthèse des analyses et débats du groupe</b>	
a. Coûts et rythme de la transition énergétique .....	6
▪ Le coût de l'inaction au niveau mondial	
▪ Le coût de l'adaptation en France	
▪ Produire en France pour lutter contre le changement climatique	
▪ Débat sur le rythme de la transition énergétique	
b. État des lieux des investissements actuels et analyse sectorielle .....	8
c. Les incitations de l'État aux secteurs de la transition énergétique .....	10
d. Chiffrage des scénarios et évaluation des bénéfices attendus .....	10
▪ Méthodologie : trajectoires et modélisations	
▪ Résultats des simulations	
▪ Enseignements des comparaisons	
▪ Autres bénéfices attendus	
e. Débats du groupe en matière de signal-prix, de répartition de la charge et de nucléaire .....	20
▪ Signal-prix et transition énergétique	
▪ Répartition de la charge	
▪ La question du nucléaire	
<b>II. 11 propositions phares, recommandations de portée majeure sur le financement de la transition énergétique .....</b>	
<b>25</b>	
a. Inscrire les décisions qui sortiront du débat dans une loi de programmation donnant un cadre financier pour les 10 ans à venir.....	26
b. Optimiser les investissements de la transition énergétique en pilotant enfin un véritable plan stratégique national, en priorisant les actions les plus efficaces d'un point de vue économique, environnemental et social .....	26
c. Réorienter les investissements et l'épargne vers le financement de la transition énergétique .....	27
▪ Mobilisation d'une plus grande part de la collecte de l'épargne réglementée (LDD et livret A) au profit du financement d'investissements de la transition énergétique	
▪ Evaluer puis afficher la contribution des produits financiers et des institutions au financement de la transition énergétique	
▪ Faire de la Banque publique d'investissement (BPI) un outil central du financement de la transition énergétique pour nos entreprises, via une doctrine d'intervention renforcée et des financements supplémentaires dédiés	
▪ Favoriser le développement des circuits courts de financement sur les territoires	

d. Rénovation énergétique : pour un financement enfin à la hauteur des enjeux .....	30
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Améliorer les dispositifs existants</li> <li>▪ Disposer rapidement d'un financement dédié à la rénovation énergétique, un « KfW à la française »</li> <li>▪ Accélérer le rythme des travaux contre la précarité énergétique</li> <li>▪ Considérer les prêts pour travaux d'amélioration énergétique comme des prêts immobiliers</li> <li>▪ Etudier la possibilité de création d'une Société de Financement de la Transition</li> </ul>	
e. Débat sur la CSPE .....	36
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Maîtriser l'évolution de la CSPE</li> <li>▪ Débat sur l'opportunité, la faisabilité et les modalités d'une optimisation des usages de la CSPE, de sa généralisation à tous les vecteurs énergétiques, et de l'extension des missions de service public qu'elle finance</li> </ul>	
f. Instaurer une fiscalité écologique au service de la transition énergétique .....	39
g. Prix de l'énergie : vers plus de progressivité et de solidarité pour préserver les ménages et la compétitivité des entreprises .....	40
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Etudier l'opportunité de supprimer l'abonnement dans la facture de gaz et d'électricité</li> <li>▪ Mise en place d'un bouclier énergétique global</li> <li>▪ Etudier des mesures spécifiques pour les énergie-intensifs</li> </ul>	
h. Financer le nouveau modèle de transport et de mobilité.....	46
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Assurer le financement des infrastructures au service de la transition énergétique, notamment en faisant évoluer la taxe kilométrique poids lourds</li> <li>▪ Faire évoluer la fiscalité et les charges sur les carburants en lien avec le Comité sur la fiscalité écologique</li> </ul>	
i. Pour une réponse européenne .....	48
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La transition énergétique doit être une priorité politique européenne</li> <li>▪ Mobiliser plus fortement les dispositifs européens existants</li> <li>▪ La France doit pousser à des objectifs européens renforcés à 2030 afin de dynamiser le marché des quotas de CO<sub>2</sub></li> <li>▪ Pour une communauté européenne de la transition énergétique</li> </ul>	
j. Considérer la réduction des besoins comme une clef essentielle de la réussite économique de la transition énergétique .....	51
k. Autres propositions non consensuelles .....	52
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Maintenir les actifs existants pour dégager des sources de financement de la transition énergétique</li> <li>▪ Utiliser l'exploitation des gaz de schiste comme un moyen de financer la transition énergétique</li> <li>▪ Etudier l'opportunité de création d'un fonds public indépendant, géré par la Caisse des Dépôts et Consignations, dédié au démantèlement du nucléaire, et son affectation au financement de la transition énergétique</li> <li>▪ Préconisations pour le financement de la transition énergétique sur les territoires</li> </ul>	

<b>Liste des participants .....</b>	<b>58</b>
-------------------------------------	-----------

## **Annexes**

Annexe 1 - Récapitulatif des investissements sectoriels et projections (Dominique Dron, Groupe des Experts, Avril 2013) .....	62
Annexe 2 - Tableau des incitations de l'Etat aux secteurs de la transition énergétique et investissements attendus.....	69
Annexe 3 - Synthèse des investissements énergétiques et facture énergétique (Dominique Dron, Esther Finidori, Groupe des Experts, 1er juin 2013) .....	70
Annexe 4 - Tableau de synthèse des investissements et facture énergétique (Groupe des experts).....	75
Annexe 5 - Tableau récapitulatif : comparaison des investissements énergétiques à l'horizon 2050.....	90
Annexe 6 - Hypothèses relatives aux coûts unitaires des énergies (Groupe des Experts).....	97
Annexe 7 - Cahiers d'acteurs – résumé des propositions sur les coûts, bénéfices et financement de la transition énergétique .....	99
Annexe 8 - Synthèse détaillée des recommandations des cahiers d'acteurs .....	102
Annexe 9 - Hypothèses du scénario DGEC d'évolution de la CSPE à cadre réglementaire actuel constant..	109
Annexe 10 - Economie circulaire et transition énergétique .....	110
Annexe 11 - Liste des principaux rapports récents étudiés par le groupe .....	111
Annexe 12 - Liste des principales notes d'experts produites pour le groupe .....	112
Annexe 13 - Liste des personnes auditionnées .....	114



## Introduction

La France doit s'engager dans la transition énergétique. C'est une obligation pour préserver le futur, notamment pour répondre au défi climatique. La France a pris des engagements nationaux, européens et internationaux sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et la diminution des émissions de gaz à effet de serre. Elle doit les tenir.

Mais la France peut et doit aussi parvenir à faire de cette transition énergétique un levier de compétitivité pour ses entreprises et de bien-être, de bien vivre pour ses citoyens et citoyennes.

La transition énergétique peut et doit être source de croissance durable, de création ou de maintien d'emplois locaux, notamment grâce aux nouvelles filières qui se développent et aux marges de manœuvre nouvelles offertes par la baisse de la consommation d'énergie dans la facture des ménages et des entreprises.

Elle peut et doit contribuer aux solutions de sortie de crise, notamment en participant à la lutte contre le chômage et à la ré-industrialisation de nos territoires. Elle passe par une mise en œuvre territoriale<sup>1</sup>, visant à mobiliser les populations, les acteurs économiques, les associations et les administrations.

Elle peut aussi avoir d'autres impacts positifs, notamment sur la santé et sur la réduction de l'exposition à la contrainte internationale (dépendance énergétique).

Le contexte est délicat. Quatre contraintes sont à prendre en compte : l'état des finances publiques, la nécessité de préserver la compétitivité des entreprises notamment pour les énergies intensives soumises à la concurrence internationale, le maintien du pouvoir d'achat des ménages notamment les plus exposés, et les impacts de l'environnement international sur l'approvisionnement énergétique et les négociations pour la lutte contre le changement climatique.

Dans ce contexte, après avoir souligné la nécessaire conciliation des objectifs climatiques et économiques, ce rapport dresse un état des lieux des investissements actuels dans l'énergie et l'efficacité énergétique et apporte des éléments de réponse sur leur évolution à l'horizon de 2050 suivant les trajectoires de transition disponibles et les bénéfices associés.

Cette réflexion amène ensuite à s'interroger sur le financement de la transition énergétique, sur son rythme et sur la répartition du poids de la charge entre les acteurs, sans exclure la question du nucléaire. Elle conduit le groupe de travail à proposer 11 recommandations pour le financement de la transition énergétique.

---

<sup>1</sup> Impulsée par les schémas régionaux climat air énergie climat (SCRAE) et les plans climat énergie territoriaux (PCET).

### ▪ *Cadre du travail du groupe*

La trajectoire de transition énergétique doit permettre d'atteindre le facteur 4 à l'horizon de 2050, les 3x20 en 2020 (dont 23 % d'énergies renouvelables) ainsi que l'objectif de bouquet énergétique défini par le Président de la République, à savoir réduire la part nucléaire à 50 % de la production électrique à partir de 2025. La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi POPE) adoptée le 13 juillet 2005 prévoit d'atteindre un rythme annuel de réduction de l'intensité énergétique de 2 % en 2015 et de 2,5 % d'ici 2030 (article 3)<sup>2</sup>.

Dans ce contexte, le groupe s'est fixé le cadre de travail suivant :

- évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité ;
- chiffrer les coûts bruts, les bénéfices attendus et les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050 ;
- identifier les mesures de financement existantes publiques et privées et le reste à charge ;
- proposer des mesures pour le financement de la transition énergétique.

### ▪ *Quelques éléments de comparaison internationale*

#### Rénovation énergétique

Concernant la rénovation énergétique des bâtiments, l'exemple allemand autour de la banque publique KfW<sup>3</sup>, et notamment des prêts à très bas taux qu'elle accorde, a été particulièrement étudié. Selon la KfW-Research, l'intérêt de la rénovation énergétique des bâtiments est certain. En effet, les investissements de l'État allemand trouvent un retour d'un facteur 1 à 4 en rentrées fiscales et dépenses sociales économisées<sup>4</sup>. Rappelons cependant la différence importante de la valeur du parc immobilier entre la France et l'Allemagne.

Il y a plus d'incertitude sur l'exemple du « Green deal » au Royaume-Uni, notamment car ce système est tout récent et que les taux pratiqués sont élevés (près de 7 %). Le système est le suivant : on identifie des logements où un retour financier est possible ; le propriétaire n'a rien à avancer ; l'emprunt est attaché au logement et non au propriétaire (il est donc transféré en cas de vente) ; la charge de l'emprunt apparaît sur la facture d'électricité ou de gaz.

---

<sup>2</sup> Article 3 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique : le premier axe de la politique énergétique est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici à 2030. À cette fin, l'État mobilise l'ensemble des instruments des politiques publiques :

- la réglementation, française et communautaire, relative à l'efficacité énergétique évolue dans l'ensemble des secteurs concernés au plus près des capacités technologiques et prévient le gaspillage d'énergie ;
- la fiscalité sur la consommation d'énergie et sur les équipements énergétiques favorise les économies d'énergie et une meilleure protection de l'environnement ;
- la sensibilisation du public et l'éducation des Français sont encouragées par la mise en oeuvre de campagnes d'information pérennes et l'inclusion des problématiques énergétiques dans les programmes scolaires ;
- l'information des consommateurs est renforcée ;
- la réglementation relative aux déchets favorise le développement des filières de recyclage et de tri sélectif permettant leur valorisation énergétique ;
- les engagements volontaires des professions les plus concernées et le recours aux instruments de marché sont favorisés.

En outre, l'État, ses établissements publics et les entreprises publiques nationales mettent en oeuvre des plans d'action exemplaires, aussi bien dans la gestion de leur parc immobilier que dans leurs politiques d'achat de véhicules. Les orientations figurant au rapport annexé précisent la mise en oeuvre de la politique de maîtrise de la demande d'énergie.

<sup>3</sup> La KfW (nom complet selon l'article 1 de la KfW-Gesetz : Kreditanstalt für Wiederaufbau ; en français : Établissement de crédit pour la reconstruction) est une institution publique allemande. Elle fait partie des quinze premières banques d'Allemagne.

<sup>4</sup> Les deux études de la KfW Research font l'hypothèse qu'aucun investissement n'aurait été réalisé en l'absence des programmes de la KfW, l'effet de levier joue donc à plein. Par ailleurs, elles ne comptabilisent que les retours directs de ces investissements et ne prennent pas en compte les rétroactions macroéconomiques.

Deux entités de financement ont été créées :

- la « Green deal finance company », qui finance les travaux et récupère les remboursements des ménages, a des fonds propres – dont des fonds publics – et se refinance actuellement auprès de la « Green investment bank » et à terme envisage de se refinancer auprès de la Banque européenne d'investissement (BEI) ;
- la « Green investment bank », qui achète de la dette à la « Green deal finance company » et a aussi des fonds propres (3 Md£) dont des fonds publics. L'établissement pourra émettre de la dette à partir de 2015-2016 qui bénéficiera de la garantie de l'État.

### Fiscalité écologique

La France utilise aujourd'hui peu le levier de la fiscalité écologique (avant-dernière place européenne). Les pays les plus avancés ont commencé à mettre en œuvre la fiscalité écologique dans les années 1990 (Finlande, Suède, Norvège, Danemark). D'autres l'ont fait plus récemment (Suisse en 2008, Irlande en 2010). En Suède, la taxe carbone, dont la progression a été programmée dès 1991, est aujourd'hui à plus de 100 €/tCO<sub>2</sub>, couplée avec une diminution d'autres charges (baisse du coût du travail pour les entreprises et allègement d'impôts sur le revenu pour les ménages).

## La transition énergétique en Allemagne et aux États-Unis

Dans le cadre de son « Energiewende », l'Allemagne a fait le choix d'une transition énergétique volontaire et ambitieuse, marquée par la sortie du nucléaire.

Ce choix a été assumé politiquement en faisant porter le financement de cette révolution énergétique par les particuliers et les entreprises non électro-intensives. Au travers d'une boîte à outils complète touchant tous les aspects des coûts énergétiques (taxes, contributions renouvelables, transport, primes d'effacement ou d'interruptibilité, compensation CO<sub>2</sub>), des mécanismes cumulés à hauteur de quelques 10 milliards d'euro par an ont été mis en place pour maintenir les coûts énergétiques des entreprises délocalisables<sup>5</sup>. Au final, ces entreprises bénéficient aujourd'hui des prix d'électricité les plus compétitifs d'Europe, voire du monde, alors que les particuliers ou sociétés non délocalisables paient aujourd'hui des prix au kWh 80 % supérieurs à ceux français pour les ménages et 30 % pour les entreprises (données Eurostat 2012).

D'autre part, il semble que le coût de la transition et surtout de sa montée en charge ait été sous-estimé, notamment du fait du développement plus rapide que prévu du photovoltaïque ainsi que de l'effet ciseau lié au « merit order effect », qui fait baisser les prix de marché, d'une part, et augmenter les coûts liés à l'obligation d'achat, d'autre part (soit un basculement du prix de marché dont tout le monde profite vers les payeurs de la taxe EEG qui en est aujourd'hui à 53 euro/MWh). Les distorsions de marché liées aux surcapacités globales de production d'électricité posent maintenant en Allemagne la question du rythme de la transition et de son pilotage.

Des effets positifs sont par ailleurs évalués. La transition énergétique a généré de l'activité et de l'emploi en Allemagne : 382 000 pour les seules énergies renouvelables en 2011 (source BMU).

Enfin, le cas allemand est également riche d'enseignements en termes de pilotage de la transition. Un comité de sages a été mis en place pour analyser les différents aspects et difficultés liés à la transition et permettre un ajustement au plus près des politiques publiques. Au-delà des difficultés rencontrées, assez normales compte tenu de l'ampleur du changement, cette approche pragmatique de pilotage et d'ajustement est sans doute l'un des facteurs clés de succès de la transition énergétique allemande.

Le cas de la transition énergétique américaine est également riche en enseignements. Il est bien sûr difficile de résumer le processus de transition dans ce pays à quelques observations, d'autant que les États peuvent avoir des approches très diversifiées en la matière. On peut néanmoins noter que l'État fédéral a généralement privilégié politiquement l'emploi et l'indépendance énergétique, avant voire parfois au détriment de la priorité environnementale. Les soutiens politiques se sont surtout portés vers la technologie et l'innovation, en minimisant les contraintes aux entreprises. Depuis quelques années, un soutien accru aux énergies renouvelables est néanmoins à noter.

Par ailleurs, le développement des ressources gazières domestiques non conventionnelles ont permis le développement d'une alternative au pétrole et charbon tout en maintenant les prix énergétiques dans ce pays à des niveaux les plus compétitifs au monde. Cette technologie permet aux Américains de redynamiser les investissements industriels. Beaucoup de questions se posent encore sur le risque environnemental de cette découverte, voire son intérêt à long terme dans un monde visant une décarbonation complète de ses énergies. Néanmoins, du fait de son importance stratégique et géopolitique et de la quasi-certitude de l'expansion de cette approche de transition à d'autres pays (Australie, Chine, UK...), il se pose aussi la question de savoir si cette nouvelle manne énergétique sera également utilisée pour monter l'ambition des États-Unis en matière de lutte contre le changement climatique.

---

<sup>5</sup> Pour bénéficier de l'ensemble de la boîte à outils allemande visant à réduire les prix de l'électricité, il est nécessaire d'être une entreprise électro-intensive de grande taille exposée à la concurrence internationale (plus que simplement délocalisable).

▪ *Lien avec les autres travaux du débat*

Les liens avec les autres groupes de travail ont été particulièrement soignés.

**Le groupe 1 Sobriété et efficacité énergétiques** a identifié, dans ses mesures prioritaires, 11 mesures liées au financement (avec certaines dissensions) :

- 3 sur le bâtiment (TVA à 5 % pour les travaux de rénovation énergétique, financement via les plans d'épargne entreprise\*, constitution de provisions spéciales dans les copropriétés) ;
- 2 spécifiques sur la précarité énergétique (améliorer la performance énergétique des logements des ménages modestes, déployer un bouclier énergétique) ;
- 1 sur l'électricité spécifique (bonus-malus sur l'électroménager) ;
- 3 sur la mobilité (suppression de l'exonération de taxe sur l'énergie pour le kérosène des vols intérieurs, mise en place d'une contribution climat-énergie, augmentation des taxes sur le diesel) ;
- 2 sur l'énergie (certificats d'économie d'énergie pour les opérations de sensibilisation/formation au système de management de l'énergie (SME)\*, mise en place de critères d'écoconditionnalité des aides financières, y compris des prêts bancaires pour l'industrie).

La plupart (i.e. sauf celles notées\*) étaient déjà identifiées dans nos travaux.

**Le groupe 2 Scénarios** a travaillé en parallèle de notre groupe et de concert avec lui. Les référents du groupe des experts au sein de nos 2 groupes ont travaillé ensemble pour estimer le coût des différents scénarios étudiés par le GT2 selon une approche sectorielle différenciée en bâtiment, production électrique (modèle le plus développé) et transports.

**Le groupe 3 Énergies renouvelables** a, quant à lui, notamment pointé les mesures financières suivantes :

- nécessaire lisibilité des mécanismes de soutien dans le temps ;
- orientation claire de la Banque publique d'investissement vers des entreprises de la transition énergétique ;
- rôle de la fiscalité écologique comme levier de développement des énergies renouvelables ;
- recommandations par filière (dotation du fonds chaleur, TVA à 5 % sur le bois-énergie, révision des mécanismes de soutien au solaire photovoltaïque).

**Le groupe 5 Gouvernance** s'est attaché à définir les niveaux de collectivités efficaces pour la transition énergétique et a proposé plusieurs mesures liées au financement :

- simplification de l'obtention du visa de l'autorité des marchés financiers ;
- établissement de volets économiques dans les PCET et les SRCAE ;
- mise en place de pactes industriels au niveau national ou local.

Par ailleurs, nous avons tenu à assurer la cohérence avec les autres – nombreux – travaux en cours, notamment en auditionnant le président du comité fiscalité écologique et le rapporteur au CESE du futur avis sur le financement de la transition énergétique.

**Le groupe 7 sur la Compétitivité des entreprises** nous a permis de disposer d'éléments chiffrés sur cette thématique importante.

## I. Synthèse des analyses et débats du groupe

Dans cette partie, le groupe de travail présente son analyse des investissements énergétiques actuels ainsi que pour différentes trajectoires futures étudiées par le Conseil national du débat sur la transition énergétique (CNDTE), allant jusqu'à l'horizon de 2050. Le groupe en tire plusieurs enseignements, notamment en termes de réduction de la facture énergétique extérieure.

Cette analyse conduit le groupe de travail à proposer quelques grands principes sur le financement de la transition énergétique, puis à s'interroger sur la répartition du poids de la charge et sur son rythme.

### a. Coûts et rythme de la transition énergétique

#### ▪ *Le coût de l'inaction au niveau mondial*

Au vu des analyses qualitatives et quantitatives réalisées en France et au niveau mondial, les coûts de l'inaction en France pourraient s'élever à plusieurs centaines de millions d'euros par an pour différents secteurs si aucune adaptation n'est entreprise (ONERC 2009) ; pour l'OCDE, les dommages en France seraient de l'ordre de 100 Md€ par an en 2050, voire 150 Md€ si les investissements étaient différés à 2020<sup>6</sup>.

La France métropolitaine s'est réchauffée de 1 °C depuis le début du siècle. D'ici la fin du siècle, le réchauffement atteindra probablement 3 °C, provoquant notamment une augmentation de la fréquence des aléas climatiques. Aussi, tout investissement effectué aujourd'hui connaîtra, au cours de son cycle de fonctionnement, un climat différent des moyennes historiques. Cette différence de climat sera d'autant plus marquée que sa durée de vie sera longue ; le climat de 2030 est déjà inscrit du fait de l'inertie climatique.

Le coût annuel des dommages causés par l'inaction se situerait à 5,5 % du PIB mondial en 2050 selon l'OCDE, entre 5 et 20 % du PIB à terme selon N. Stern<sup>7</sup>. Cette magnitude est confirmée par les autres travaux réalisés sur ce thème depuis (Nations unies, Banque mondiale, Forum économique mondial, etc.). En France, le coût des impacts annuels sur une demi-douzaine de secteurs avoisine dix milliards d'euros par an à la fin du siècle (Onerc, 2009)<sup>8</sup>, i.e. 0.5 % du PIB.

L'analyse de N. Stern sous-entend une réponse mondiale au défi climatique. Avec 1,3 % des émissions mondiales, la France a, bien sûr, un effet limité sur une résolution des risques climatiques. Sur l'aspect climatique, l'une des priorités de la France à court terme devrait être d'obtenir un accord international notamment à l'occasion de la conférence des parties qui aura lieu à Paris en 2015. Et il n'y aura pas d'accord international possible sans une exemplarité forte de la France et de l'Union européenne. Il faut donc agir avec détermination.

#### ▪ *Le coût de l'adaptation en France*

En France, le réchauffement du climat entraînera un recul spontané de la consommation de 3 %. Néanmoins, ce gain serait annulé si la climatisation se développe. Il sera également différencié territorialement : une baisse de 6 % est attendue dans les régions du Nord-Est mais une hausse de 4 % dans le Sud-Ouest (Onerc, ibid.). Néanmoins, certaines ressources énergétiques seront affectées : on anticipe ainsi une perte de 15 % du productible hydroélectrique dès le milieu du siècle. La gestion du réseau électrique sera également plus complexe selon l'évolution des feux de forêts et à la suite du réchauffement de l'air et des fleuves. La question du refroidissement des centrales électriques en période chaude se pose en termes de rejets de chaleur dans l'environnement mais pas, dans l'état des connaissances actuelles, en termes de sûreté.

<sup>6</sup> L'OCDE estime que retarder à 2020 le début des investissements accroîtrait en effet, le coût des dommages en 2050 de 50 %. Au prorata du PIB, les dommages en France seraient donc de l'ordre de 100 Md€ par an en 2050, mais de 150 Md€ avec des investissements retardés.

<sup>7</sup> 2006, Stern N., The economics of climate change: the Stern review, Cambridge University Press.

<sup>8</sup> Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique - Onerc (2009). Changement climatique : coûts des impacts et pistes d'adaptation . La Documentation française. ISBN : 978-2-11-007803-2

L'adaptation vise à gérer les conséquences du changement climatique, positives comme négatives, tandis que l'atténuation vise à agir sur la cause du changement climatique. Son coût est estimé entre 0,1 et 0,5 % du PIB par la plupart des études réalisées au niveau mondial ou de l'Union européenne<sup>9</sup>. L'adaptation permettrait donc d'éviter des coûts avec un retour sur investissement de l'ordre de 5 pour 1. L'adaptation permettrait également d'envisager le développement de services ou de technologies résilientes au changement climatique :

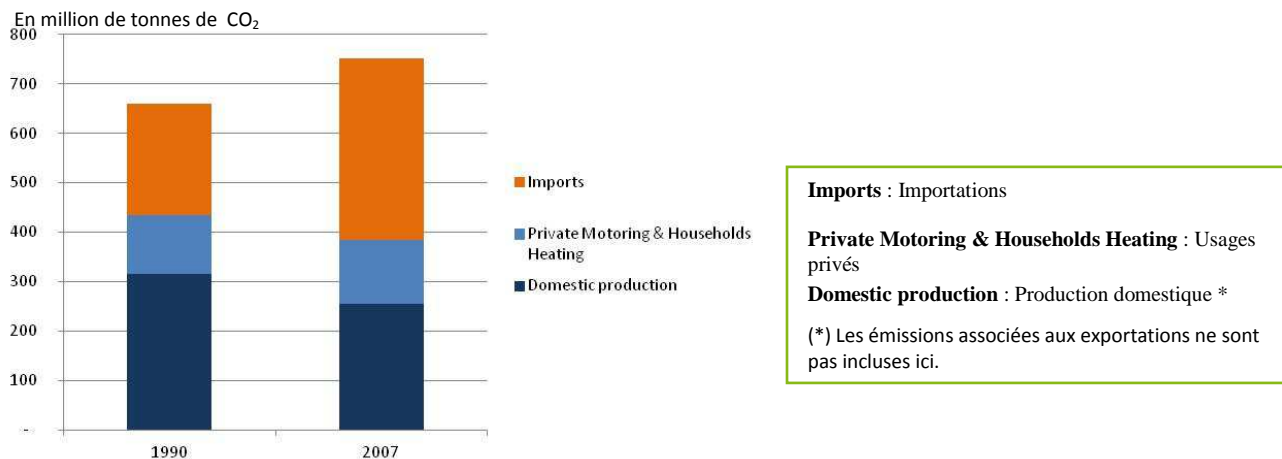
- export d'une expertise technique de pointe pour l'adaptation (par exemple : expertise néerlandaise pour la gestion de la remontée du niveau de la mer, expertise britannique pour la planification sur l'adaptation) ;
- développement de produits innovants (bureaux confortables en période chaude testés par Vinci, gare innovante à la SNCF) ;
- ouverture d'opportunités supplémentaires pour des technologies résilientes au changement climatique (géothermie, énergie thermique des mers, climatisation par eau de mer, centrales à refroidissement sec, secteur des économies d'eau, etc.).

En conclusion, les actions liées à la transition énergétique se développeront dans un climat différent de celui que nous avons connu par le passé. Il est donc important que les choix qui seront faits soient non seulement adaptés au climat de demain mais soient par ailleurs vertueux en termes d'adaptation et d'atténuation<sup>10</sup>.

#### ▪ *Produire en France pour lutter contre le changement climatique*

Au-delà de ses émissions directes, la France contribue aux émissions mondiales par ses importations. Celles-ci expliquent l'augmentation globale de notre empreinte climatique alors que les émissions émises sur le territoire français ont baissé régulièrement sur la période. Comme le montre la figure suivante, en 2007, 49 % de l'empreinte carbone des Français provenait des importations.

#### Émissions de CO<sub>2</sub> de la France distinguées selon la production domestique, les importations et les usages privés



Source: AIE, Citepa, Douanes, Eurostat, Insee, MEDDE, Lafarge

L'importation importante et croissante de produits (notamment de produits de première transformation issus de procédés énergivores) – liée notamment aux délocalisations d'activité – dans les pays où le mix énergétique est particulièrement émetteur de gaz à effet de serre contribue à un bilan largement négatif, sans compter les émissions liées au transport.

La lutte contre les émissions de gaz à effet de serre doit donc intégrer la relocalisation des activités industrielles en France et en Europe afin de réduire les émissions importées.

<sup>9</sup> Il n'existe pas d'évaluation globale des coûts de l'adaptation pour la France.

<sup>10</sup> Par exemple, les actions visant à réduire les consommations électriques en période chaude sont bénéfiques pour l'adaptation (résilience du réseau) comme pour l'atténuation (évitement d'émissions carbonées lors des pics de consommation).



Le redéveloppement de l'industrie n'est possible qu'à condition de préserver la compétitivité des entreprises fortement impactées par le coût de l'énergie et soumises à la concurrence internationale. Il sera d'autant plus efficace pour le climat que l'efficacité énergétique continuera de progresser en France (comme le prévoit la loi POPE de 2005). Une véritable politique industrielle prenant en compte, d'une part, cette internalisation de la production de produits manufacturés ou de première transformation et, d'autre part, le développement d'une filière complète de production d'énergies renouvelables devrait donc être considérée comme un objectif à part entière de la transition énergétique.

▪ ***Débat sur le rythme de la transition énergétique***

Au-delà de la question de la répartition des charges nouvelles liées à la transition énergétique et dont les bénéficiaires seront décalés dans le temps (voir § c/sur le chiffrage des scénarios), celle de la définition d'un rythme acceptable pour la société a été posée par certains acteurs. Si la nécessité de s'inscrire dans les moyen et long termes sur une trajectoire respectant nos engagements internationaux (facteur 4) n'est pas remise en cause, une adaptation du rythme de mise en place des politiques de transition est demandée par certains, notamment en phase d'initialisation (première décennie). Celle-ci pourrait tenir compte des situations de certains secteurs particuliers. En effet, dans le contexte actuel délicat et afin de prendre en compte les quatre contraintes qui pèsent sur les finances publiques, la compétitivité des entreprises, le pouvoir d'achat des ménages et le contexte international, s'il faut être ambitieux sur l'action, il y a aussi nécessité d'arbitrage et de pilotage du rythme de la transition énergétique pour éviter des conséquences économiques, sociales et environnementales néfastes qui résulteraient d'une sur-action.

À titre d'exemple, il est nécessaire de prendre en compte les conséquences de la transition énergétique sur la perte de compétitivité des entreprises. Non seulement, cela aurait un impact économique et social important (baisse d'activité, délocalisations, etc.) mais cela aurait également un impact en termes environnementaux. Le risque reste bien sûr un écart vis-à-vis de la trajectoire à plus long terme (2050) difficile à rattraper.

Pour les autres acteurs, qui ne soutiennent pas cette remise en cause du rythme, il n'est pas raisonnable de remettre encore les efforts à plus tard, ce qui nécessiterait, à ce moment-là, un rythme d'amélioration insoutenable sauf miracle technologique<sup>11</sup>.

La trajectoire retenue par le Gouvernement devra par ailleurs tenir compte d'une vision industrielle de moyen terme définissant les secteurs à développer en réponse aux enjeux de transition énergétique, de manière à ce que les gains liés à la baisse des importations d'énergie ne soient pas perdus par des importations de matériels et ingénierie pour la mise en œuvre des nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables.

Une gouvernance adaptée devrait être mise en place pour suivre les résultats obtenus au regard de la trajectoire visée et prioriser les investissements les plus efficaces pour les objectifs visés.

## **b. État des lieux des investissements actuels et analyse sectorielle**

Le groupe de travail a analysé dans un premier temps les investissements réalisés dans les différents secteurs d'activité (bâtiment, énergie, transport, industrie, agriculture). Ses travaux ont été alimentés par ceux des groupes Efficacité sobriété et Énergies renouvelables.

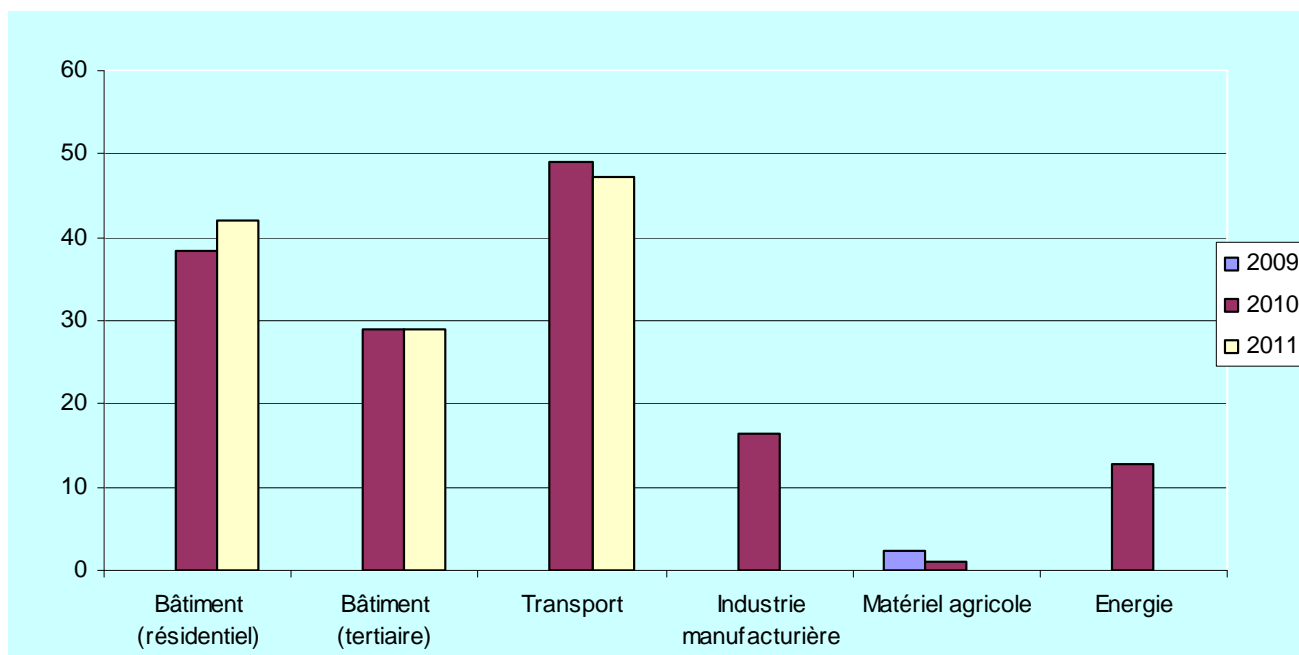
En synthèse, les investissements totaux observés annuellement dans les différents secteurs ont été estimés à environ 150 Mds € annuels se décomposant de la manière suivante :

- Transports** : 49 Md€ en 2010 et 47,3 Md€ en 2011 (source Comptes nationaux des transports) dont près de 20 Md€ en infrastructures (18,5 Md€ en 2010 et 19,8 Md€ en 2011) et 30 Md€ en véhicules.
- Résidentiel** : 38,4 Md€ en 2010 (source OPEN) et 42 Md€ en 2011 (source FFB)  
Tertiaire : 29 Md€ en 2011 (source FFB).
- Énergie** : 12,9 Md€ d'investissements techniques en 2010 dont 11,3 Md€ pour le secteur électrique (source INSEE).
- Industrie manufacturière** : 16,4 M € d'investissements techniques en 2010 (source INSEE).
- Matériel agricole** : 2,4 Md€ en 2009, 1,1 Md€ en 2010 (source INSEE).

<sup>11</sup> Pour reprendre l'expression du rapport Le facteur 4 en France : la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 du CGEDD, février 2013

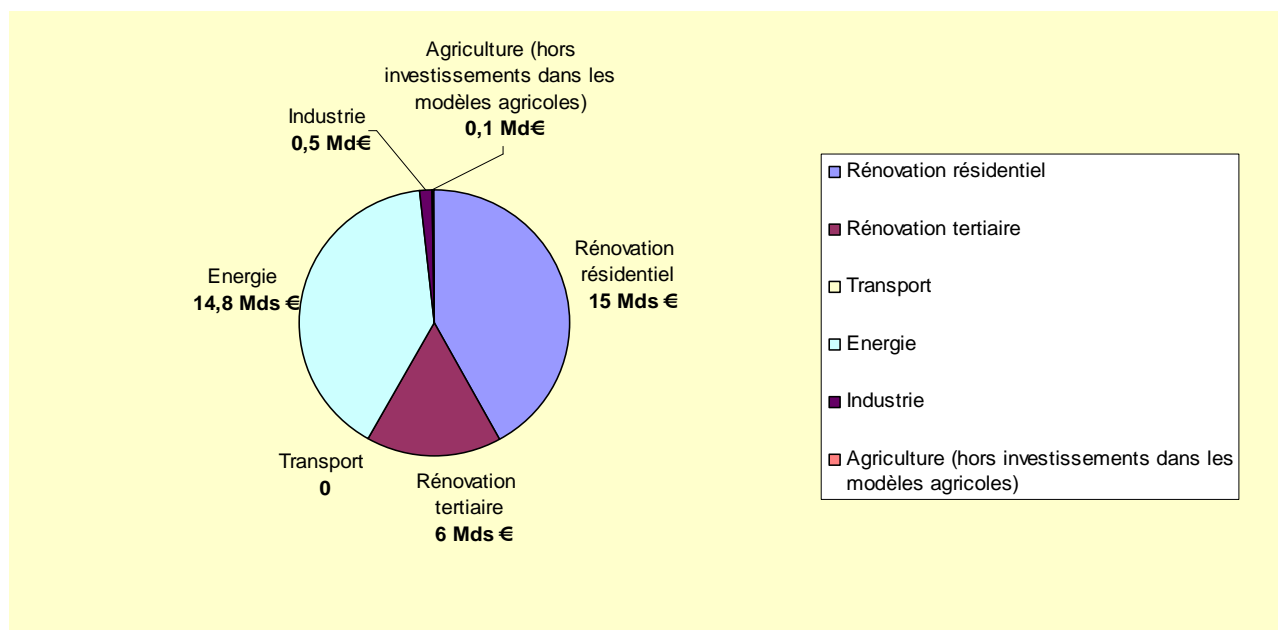


## Répartition des investissements totaux par secteur Md€



Parmi ces investissements globaux, la part des investissements énergétiques annuels a été évaluée à 37 Md€, soit au total environ 25 % de l'ensemble des investissements sectoriels. Ils se répartissent de la manière suivante.

## Répartition des investissements énergétiques par secteur<sup>12</sup>



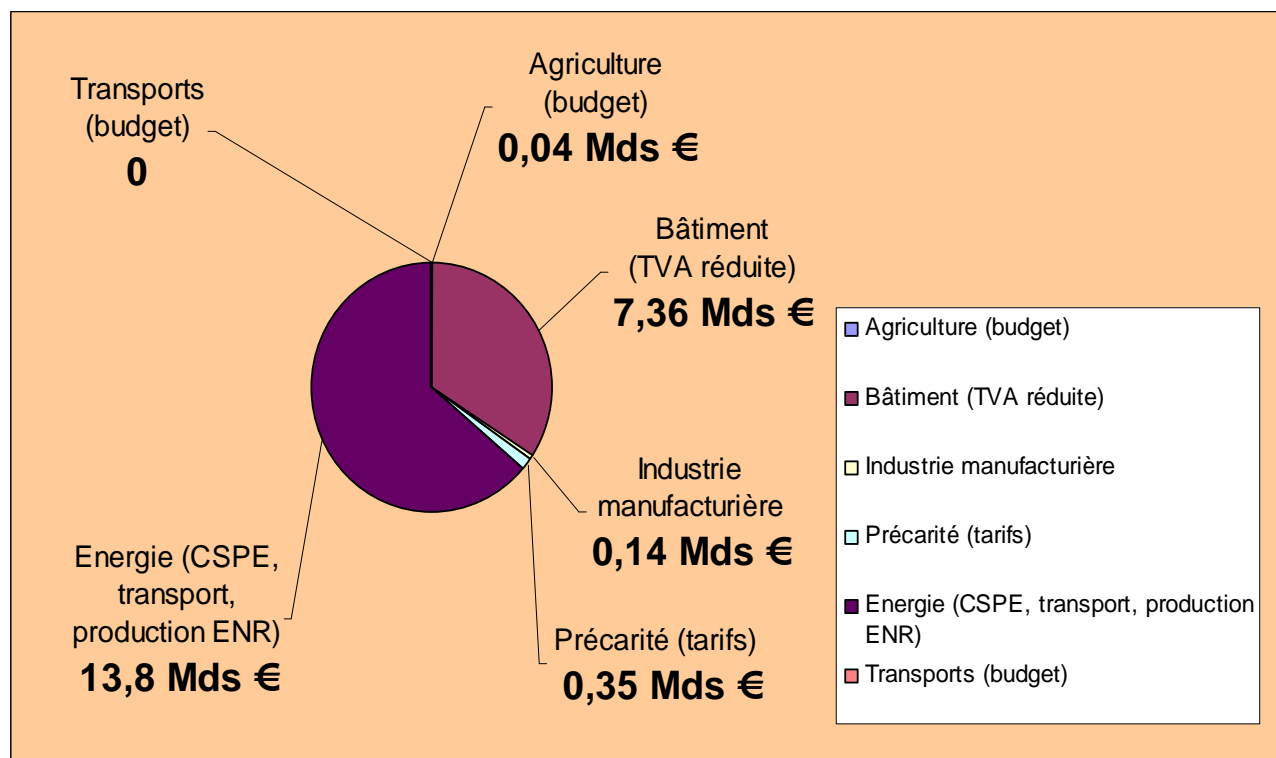
Les visions décrites dans ces travaux sectoriels ont ensuite été rapportées aux trajectoires de demande en énergie retenues par le Conseil national du débat. À cette occasion, il a pu être constaté que ces estimations sectorielles préalables sont bien cohérentes avec les trajectoires étudiées, pour lesquelles les investissements énergétiques ont été chiffrés. Les hypothèses et l'analyse détaillée de ses montants d'investissements figurent dans la note en annexe 1.

<sup>12</sup> Les investissements transports concernent des réalisations de nature différente (infrastructures de recharge) des 47 à 49 Md€ totaux actuels, dont la dimension change beaucoup par rapport à l'existant (véhicules avancés) ; d'où l'approximation à zéro des investissements 2012 correspondants.

### c. Les incitations de l'État aux secteurs de la transition énergétique

Au regard des 37 Md€ d'investissements énergétiques annuels, les aides de l'État sont estimées à environ 20 Md€ selon la décomposition précisée ci-après et détaillée en annexe 2.

#### Répartition des incitations de l'État dans les investissements énergétiques



### d. Chiffrage des scénarios et évaluation des bénéfices attendus

Une question importante posée au groupe par le Conseil national du débat est celle de l'estimation des coûts d'ensemble de la transition énergétique selon les trajectoires de transition énergétique.

Pour y répondre, le groupe de travail s'est appuyé sur une modélisation du groupe des experts par grand secteur d'activité selon les trajectoires analysées par le Conseil national du débat.

En termes de bénéfices attendus, le groupe s'est attaché prioritairement à quantifier l'impact de la mise en œuvre de ces trajectoires sur la facture énergétique extérieure. Au-delà de ce travail sur le solde net pour la nation, une autre solution aurait consisté en une modélisation ex-ante plus globale de l'impact macroéconomique, dont celui sur l'emploi des investissements mis en œuvre. Celle-ci n'a pas pu être envisagée en raison des délais très contraints, mais devrait être mise en œuvre rapidement à l'issue du débat, afin de compléter les premières évaluations présentées ci-après.

Dans ce paragraphe, sont présentés successivement la méthodologie, les principaux résultats obtenus et les enseignements correspondants.

- **Méthodologie : trajectoires et modélisations**

Le groupe des experts a regroupé les scénarios disponibles par niveaux de consommation (haute, moyenne et basse) et nature du mix énergétique (plus ou moins diversifié). Dans ce cadre, les experts ont identifié quatre familles de scénarios, appelées trajectoires, et des scénarios représentatifs de chaque trajectoire.

Trajectoire	Trajectoire illustrée	Scénario énergétique étudié
<b>DEC</b>	Électrification et décarbonation	Négatep
<b>DIV</b>	Demande stable et diversification	ANCRE div.
<b>EFF</b>	Efficacité énergétique et diversification	ADEME
<b>SOB</b>	Sobriété énergétique et sortie du nucléaire	Négawatt

Deux d'entre elles correspondent à une réduction modérée de la consommation énergétique : DEC, pour décarboné, y répond en donnant la priorité à l'électricité ; cette trajectoire est celle qui se rapproche le plus d'un renouvellement du parc nucléaire tel qu'il est et de la consommation telle qu'elle est ; s'il devait y avoir un scénario de référence ou un scénario de poursuite du tendanciel, ce serait plutôt cette trajectoire (il ne saurait, en réalité, y avoir de scénario de pure poursuite de la trajectoire actuelle, car, quelle que soit la situation, des choix, quels qu'ils soient, seront obligatoirement effectués) ; DIV, plus diversifiée.

Deux autres correspondent à une réduction forte de la consommation énergétique : SOB, pour sobriété, qui y répond en donnant la priorité aux énergies renouvelables, et EFF, pour efficacité, plus diversifiée.

Ces quatre scénarios aboutissent pratiquement (compte tenu des incertitudes à un horizon aussi éloigné) à une division par 4 en 2050 des seules émissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique, voire nettement mieux pour les trajectoires EFF et SOB. Par contre, seuls ces deux dernières trajectoires permettent de desserrer la contrainte (exprimée en tonne équivalent CO<sub>2</sub>) pour les autres émissions de gaz à effet de serre, notamment dans l'agriculture (méthane, N<sub>2</sub>O...), de façon à pouvoir atteindre l'objectif de division par 4 pour l'ensemble des gaz à effet de serre émis par la France, conformément à l'article 2 de la loi POPE du 13 juillet 2005, ainsi que le respect du rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale prescrit en son article 3 précité.

Pour certains membres du groupe, la divergence des trajectoires DEC et DIV avec une partie des engagements déjà pris sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la part du nucléaire ou la réduction de la consommation d'énergie primaire pose un problème majeur.

Les principales caractéristiques chiffrées de ces trajectoires sont indiquées dans le tableau ci-après.

TRAJECTOIRE	DEC	DIV	EFF	SOB	Actuel 2010
<b>Consommation d'énergie primaire 2050 (Mtep)</b>	260*	189*	108	84	265
<b>Part de l'énergie nucléaire en 2050 (%)</b>	70*	50	25	0	84
<b>Durée de vie des centrales nucléaires (ans)</b>	Trois jeux d'hypothèses : a) 40 ans pour toutes les trajectoires b) 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB c) 55 ans pour toutes les trajectoires				-
<b>CO<sub>2</sub> énergie 2050 (Gt)</b>	102*	115*	61	25	381
<b>Production d'électricité 2050 (TWh)</b>	886	596	399	431	541

Tableau : principales caractéristiques des trajectoires retenues par le CNDTE (\* chiffres qui ne respectent pas l'un des trois objectifs d'intensité énergétique, émissions de CO<sub>2</sub>, part de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique en 2025).

Les scénarios disponibles pour le débat ne comprenaient pas de scénario tendanciel des investissements jusqu'en 2050 ; cependant, l'un d'eux a permis de déduire la facture énergétique d'une prolongation de la situation actuelle ; il s'agit du scénario de référence (REF) produit par le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED). Ce scénario de référence correspond à une croissance linéaire selon la vitesse actuelle de consommation d'énergie fossile et à un maintien de la capacité installée de nucléaire, avec des remplacements.

- **Résultats des simulations**

### **Avertissement**

La simultanéité des élaborations de scénarios avec celle des évaluations n'a pas permis d'approfondir tous les recoupements sectoriels ni les scénarios complémentaires qui pourraient être souhaités. Par ailleurs, tous les secteurs n'ont pas pu être analysés avec autant d'outils et d'informations que le secteur électrique et le résidentiel tertiaire. En particulier, les implications des différents scénarios en matière d'infrastructures de transport (routier, ferroviaire...) n'ont pas pu être estimées de manière satisfaisante dans les délais impartis. En outre, conformément à la demande du groupe, il s'agit d'une estimation de coûts d'investissement et non de coûts de fonctionnement. Les investissements sont bruts, non actualisés et sans frais financiers.

Par conséquent, les résultats obtenus par ces calculs, s'ils permettent de positionner les grandes options les unes par rapport aux autres, ne constituent pas des tableaux opérationnels complets de chacune des trajectoires. Ceci demanderait des travaux ultérieurs en étroite coordination entre les experts des différents groupes de travail. Ces chiffres doivent être considérés avec une certaine prudence. Les hypothèses et l'analyse détaillée des résultats présentés ci-dessus figurent dans la note en annexe 3.

Ces scénarios sont donc établis pour permettre une simulation et en tirer des enseignements. Il s'agit donc d'un moyen de comparer les scénarios entre eux et pas d'un « business plan ». Ils ne peuvent donc être comparés entre eux dans le but de chercher « le meilleur » ou le « plus mauvais », mais plutôt pour déceler les tendances et aider à imaginer une trajectoire optimisée en utilisant certains de leurs paramètres.

Des estimations des investissements sectoriels et de la facture énergétique extérieure ont été réalisées pour l'ensemble des trajectoires et pour quatre années : 2020, 2030, 2040 et 2050, en sus de la valeur de référence 2012.

De plus, les quatre trajectoires ont, à la demande du groupe, été complétées par une analyse de sensibilité des investissements à la durée de fonctionnement des centrales nucléaires de 40 ans à 55 ans. Ainsi, les experts ont pris en compte trois jeux d'hypothèses concernant la durée de fonctionnement du parc nucléaire : une hypothèse basse à 40 ans pour toutes les trajectoires ; une hypothèse haute à 55 ans pour toutes les trajectoires ; et une hypothèse médiane, panachant les durées de fonctionnement suivant les trajectoires : respectivement 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB.

Compte tenu des fluctuations annuelles, les montants du secteur électrique sont calculés en moyenne glissante sur 5 ans. Les investissements de la décennie 2040-2050 se calent sur le renouvellement nécessaire des investissements réalisés antérieurement. Les courbes d'investissements ont été supposées lissées au mieux.

Les investissements énergétiques équivalents actuels (2012) de 37 Md€<sup>13</sup> sont à mettre en regard de la facture énergétique extérieure. Pour mémoire, celle-ci s'élève actuellement (2012) à 69 Md€.

Des hypothèses hautes et basses ont été prises en compte concernant l'évolution des prix de l'énergie : 300 \$ le baril de pétrole en 2050 sur le scénario haut prix, et 150 \$ dans le scénario bas prix. Le prix actuel est voisin de 100 \$ le baril.

Sur le scénario de référence (CIRED tendanciel), ont été appliquées les mêmes hypothèses de prix que celles appliquées aux quatre trajectoires précitées (voir en annexe 6). Dans ce scénario, la facture énergétique extérieure évolue entre 86 Mds € (prix pétrole bas) et 171 Mds € (prix pétrole haut) en 2050<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> voir § b/. État des lieux des investissements actuels et analyse sectorielle.

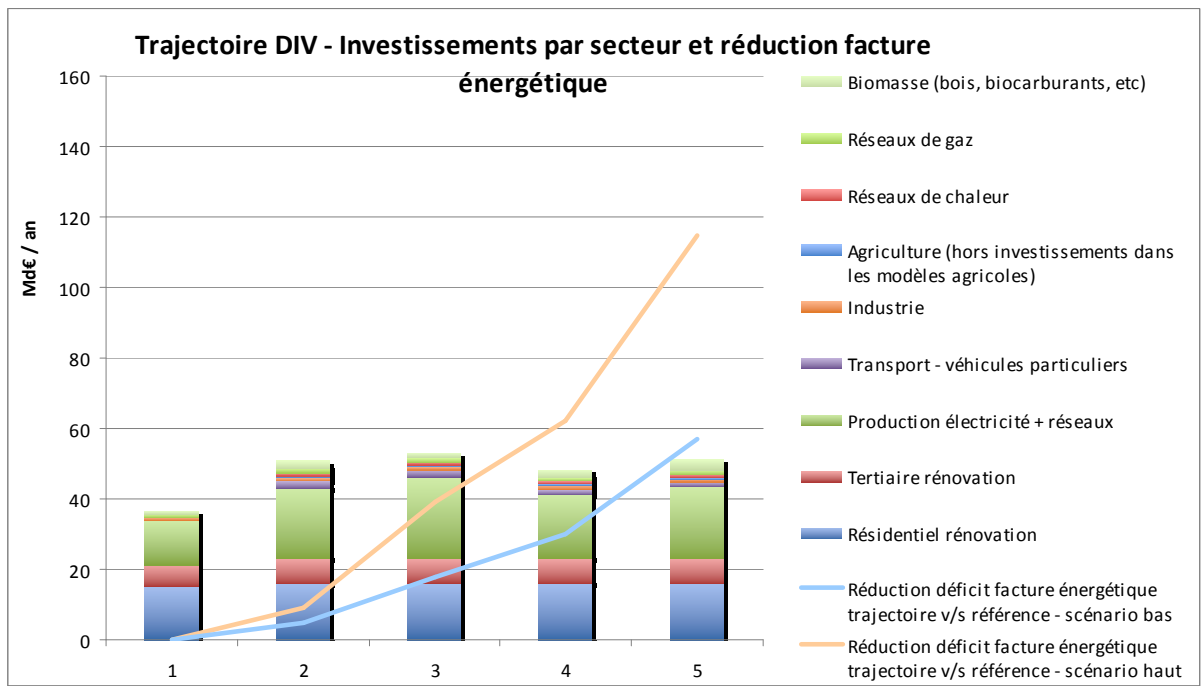
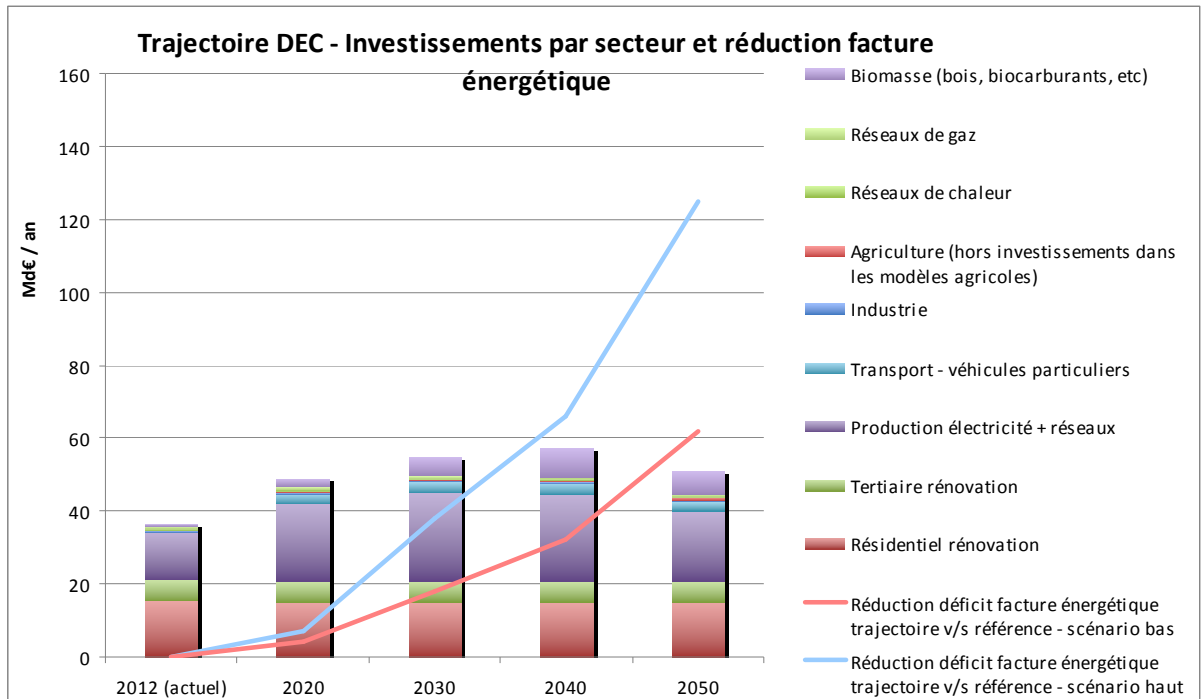
<sup>14</sup> Voir en annexe 4.

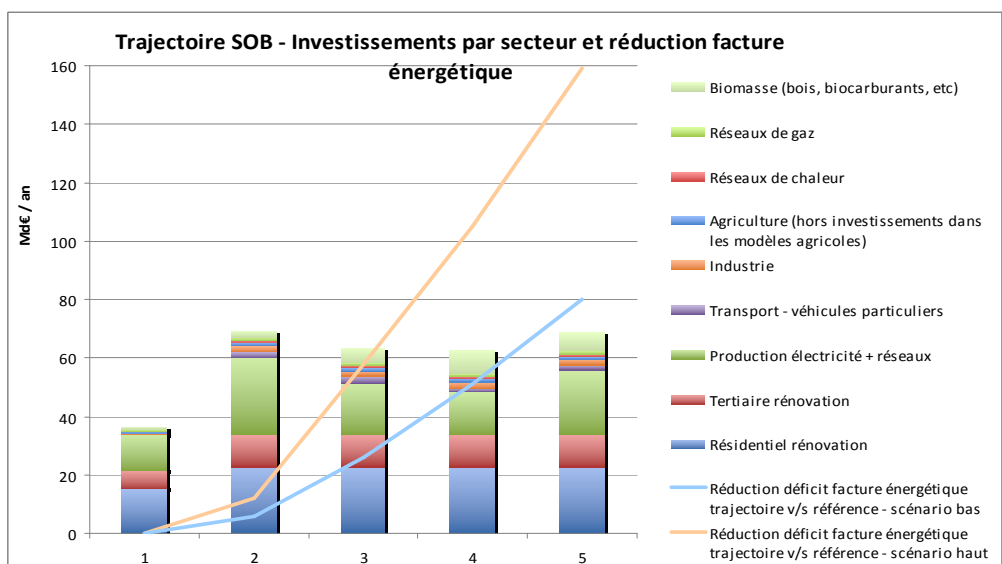
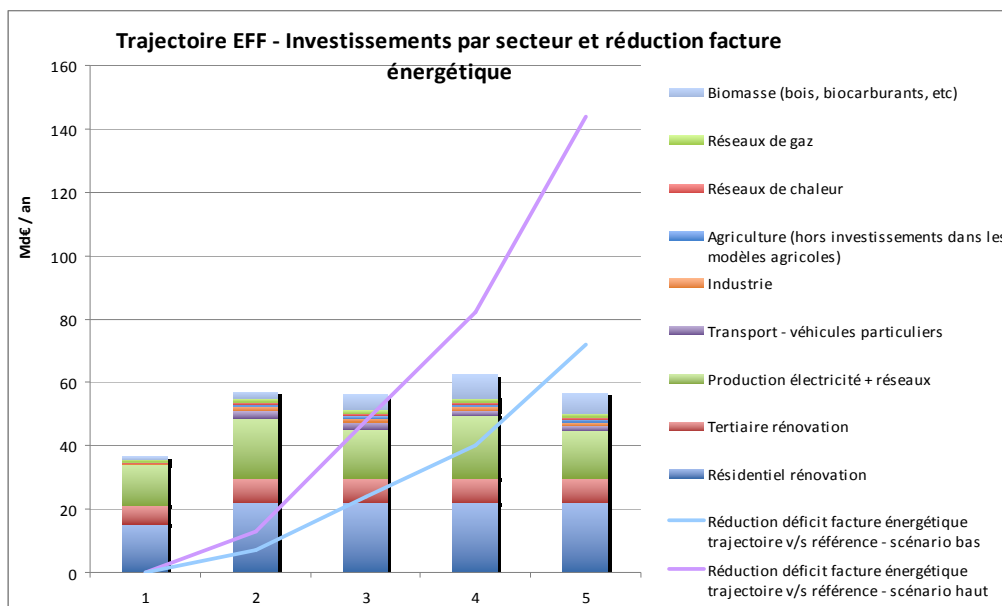
Les chiffres présentés dans les graphiques et tableaux ci-après illustrent les investissements annuels par secteur ainsi que la réduction de la facture énergétique. Comme pour les investissements 2012, les estimations d'investissements futurs comprennent les investissements énergétiques à réaliser dans :

- la rénovation des bâtiments résidentiels ;
- la rénovation des bâtiments tertiaires ;
- pour les transports, les véhicules particuliers ;
- l'industrie ;
- l'agriculture, hors investissements dans les modèles agricoles ;
- la production d'électricité et les réseaux de transport et de distribution électriques ;
- les réseaux de gaz ;
- les réseaux de chaleur ;
- la biomasse (bois, biocarburants, etc.).

Ils correspondent aux investissements énergétiques pour l'hypothèse médiane de durée de fonctionnement du parc nucléaire de 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB. En complément, les résultats des simulations pour les deux autres jeux d'hypothèses de durée de fonctionnement du parc nucléaire pris en compte par les experts (40 ans et 55 ans) sont présentés en annexes 4 et 5.

**Investissements par secteur et réduction de la facture énergétique à l'horizon 2050 pour une hypothèse de durée de fonctionnement du parc nucléaire de 55 ans pour la trajectoire DEC, de 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB**





Le tableau comparatif ci-après récapitule et analyse ces données dans sept sections :

- première section : les investissements énergétiques annuels en 2012, 2020, 2030, 2040 et 2050 de chaque trajectoire, en moyenne glissante 5 ans ;
- deuxième section : les écarts entre les investissements énergétiques annuels en 2020, 2030, 2040 et 2050 de chaque trajectoire, en moyenne glissante sur 5 ans, et les investissements 2012 (représentant les investissements nationaux actuels, tous acteurs, en matière strictement énergétique) ;
- troisième section : les écarts entre ces investissements annuels des trajectoires et les investissements annuels du scénario DEC (qui est le plus proche d'une poursuite de la situation actuelle pour ce qui concerne la structure du secteur électrique et le niveau de consommation total) ;
- quatrième section : la facture énergétique extérieure annuelle et cumulée pour chaque trajectoire ;
- cinquième section : la sensibilité de chaque scénario aux prix de l'énergie, exprimée par l'écart entre la facture énergétique extérieure en prix hauts des énergies (300\$/baril) et la facture en prix bas (150\$/baril) ;
- sixième section : l'économie réalisée par rapport à la facture du scénario de référence (CIRED référence), ponctuellement en 2020, 2030, 2040, 2050 et en cumulé ;
- septième section : la différence entre le montant annuel, puis cumulé à 2030 et 2050, des investissements et le gain annuel puis cumulé de facture énergétique extérieure.



**Tableau récapitulatif : modélisation des investissements énergétiques sectoriels à l'horizon 2050 pour une hypothèse de durée de fonctionnement du parc nucléaire de 55 ans pour la trajectoire DEC, de 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB**

DNTE - GT4		15/05/2013	2012	2020	2030	2040	2050	2012-2030	2012-2050
Hypothèse durée de vie du parc nucléaire: 55 ans pour DEC, 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB									
<b>Investissements Mds €</b>									
DEC	Investisst		37	49	55	57	51	875	1 976
DIV	Investisst		37	51	53	48	51	916	1 902
EFF	Investisst		37	57	56	63	57	948	2 131
SOB	Investisst		37	69	63	62	69	1 160	2 441
<b>Ecart sur investissement 2012 Mds €</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012			12	18	21	15	218	589
DIV	Ecart sur inv 2012			15	17	12	15	259	515
EFF	Ecart sur inv 2012			21	20	26	20	291	744
SOB	Ecart sur inv 2012			33	27	26	32	503	1 054
<b>Ecart sur investissement DEC Mds €</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012								
DIV	Ecart sur inv 2012			2	-2	-9	0	41	-74
EFF	Ecart sur inv 2012			8	1	5	5	73	156
SOB	Ecart sur inv 2012			21	9	5	18	285	466
<b>Facture énergétique Mds €</b>									
REF	Facture haut		-69	-97	-120	-136	-171	-1 749	-4 564
DEC	Facture haut		-69	-90	-82	-69	-46	-1 498	-2 830
DIV	Facture haut		-69	-88	-81	-74	-56	-1 473	-2 898
EFF	Facture haut		-69	-85	-72	-54	-26	-1 401	-2 431
SOB	Facture haut		-69	-86	-62	-31	-12	-1 360	-2 040
REF	Facture bas		-69	-50	-58	-67	-86	-1 016	-2 406
DEC	Facture bas		-69	-45	-40	-35	-23	-883	-1 549
DIV	Facture bas		-69	-45	-40	-37	-28	-881	-1 591
EFF	Facture bas		-69	-42	-34	-27	-13	-824	-1 329
SOB	Facture bas		-69	-44	-32	-16	-6	-832	-1 182
<b>Sensibilité de la facture énergétique Mds €</b>									
DEC	Ecart fact haut-bas		0	-45	-42	-34	-23	-616	-1 281
DIV	Ecart fact haut-bas		0	-43	-41	-37	-28	-592	-1 307
EFF	Ecart fact haut-bas		0	-43	-38	-27	-13	-577	-1 102
SOB	Ecart fact haut-bas		0	-42	-30	-15	-6	-528	-858
<b>Economie sur la facture énergétique REF Mds €</b>									
DEC	Sur facture REF haut			7	38	67	125	251	1 734
DIV	Sur facture REF haut			9	39	62	115	276	1 666
EFF	Sur facture REF haut			12	48	82	145	348	2 133
SOB	Sur facture REF haut			11	58	105	159	389	2 524
DEC	Sur facture REF bas			5	18	32	63	134	857
DIV	Sur facture REF bas			5	18	30	58	135	815
EFF	Sur facture REF bas			8	24	40	73	192	1 077
SOB	Sur facture REF bas			6	26	51	80	184	1 224
<b>Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique Mds €</b>									
DEC	Facture haut			-5	20	45	110	33	1 145
DIV	Facture haut			-6	22	50	100	17	1 151
EFF	Facture haut			-8	28	56	124	57	1 389
SOB	Facture haut			-21	31	79	127	-114	1 470
DEC	Facture bas			-8	0	11	47	-84	268
DIV	Facture bas			-10	1	18	42	-124	300
EFF	Facture bas			-14	4	14	52	-99	333
SOB	Facture bas			-27	-1	25	48	-319	170

Les investissements énergétiques actuels (2012) permettent de comparer les montants totaux d'investissements énergétiques actuels à ceux des diverses trajectoires (écart sur investissements 2012). Ils permettent aussi de rapprocher les montants des gains réalisés sur la facture énergétique extérieure tendancielle, décennie par décennie, des montants supplémentaires d'investissements liés à chaque trajectoire, et de voir à partir de quelle année ces montants se compensent, en annuel et en cumulé (différence entre le surplus d'investissement par rapport à 2012 et gain de facture énergétique extérieure).

En outre, les investissements 2012 ne comprennent pas les renouvellements fatals d'équipements arrivant en fin de cycle au cours du demi-siècle. Ces derniers constituent donc des dépenses qui s'imposent à l'avenir, quelle que soit la trajectoire, même si elles diffèrent en nature et en ampleur, selon la consommation totale et le bouquet énergétique retenu (centrales de production d'énergie, réseaux, renouvellements de procédés...). Les écarts notés ici entre les investissements 2012 et ceux de chaque trajectoire sont donc supérieurs aux investissements additionnels de la transition dans tous les cas.

#### ▪ *Enseignements des comparaisons*

Plusieurs observations se dégagent, sachant qu'il s'agit de la lecture du seul paramètre des coûts d'investissement non actualisés, sans coûts de fonctionnement, sans prise en compte des autres paramètres clefs que sont la plus ou moins grande robustesse des environnements décrits par ces scénarios aux aléas géopolitiques ou technologiques.

Les résultats sont donc à prendre dans ce cadre, et leur analyse met en relief les principaux points suivants :

- les investissements énergétiques équivalents actuels (2012) se montent à 37 Md€. À l'avenir, dans la période allant jusqu'en 2050, par rapport à ces 37 Md€ actuels (en 2012), les investissements énergétiques annuels dans les quatre trajectoires sont estimés dans une fourchette comprise entre 47 à 76 Md€ selon les scénarios, les années considérées et pour les durées de vie des centrales nucléaires pris en compte. Ces investissements comprennent les renouvellements fatals d'équipements arrivant en fin de cycle au cours du demi-siècle. Ils représentent donc des investissements annuels supplémentaires par rapport à 2012 compris entre +11 et +40 Md€<sup>15</sup>. Plus spécifiquement, pour l'hypothèse précitée de durée de fonctionnement du parc nucléaire de 55 ans pour la trajectoire DEC, de 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB, les investissements annuels supplémentaires par rapport à 2012 sont compris entre +12 Md€ et +33 Md€<sup>16</sup> ;
- la facture énergétique extérieure actuelle (2012) s'établit à 69 Md€. En 2050, suivant le scénario de référence considéré (REF), cette facture énergétique extérieure s'élèverait dans une fourchette comprise entre 86 et 171 Md€<sup>17</sup> ;
- les gains de facture énergétique extérieure annuelle des différents scénarios s'étalent entre 115 et 159 Md€ en 2050<sup>18</sup> (par rapport au déficit de 171 Md€ précité en scénario de référence), soit une facture résiduelle allant de 56 (scénario DIV) à 12 Md€ (scénario SOB) à cet horizon, pour un prix haut des énergies (300 \$/baril), et de 28 (scénario DIV) à 6 Md€ (scénario SOB) pour un prix modéré (150 \$/baril) ;
- tous les scénarios présentent des gains nets cumulés, importants à très importants, par rapport à la facture énergétique tendancielle en 2050, que ce soit avec des prix hauts ou bas de l'énergie. Les scénarios de maîtrise de la demande SOB et EFF sont en 2050 économiquement plus intéressants en cas de prix hauts des énergies. Les gains cumulés en 2050 sont supérieurs en cas de durée de vie des centrales de 55 ans dans tous les scénarios ;

---

<sup>15</sup> Voir section 2 des tableaux récapitulatifs en annexe 5 – 11 Md€ pour la trajectoire DIV en 2040 avec une hypothèse de durée de vie du parc nucléaire de 55 ans (investissements électriques lissés) et 40 Md€ pour la trajectoire SOB en 2040, avec une hypothèse de durée de vie du parc nucléaire de 40 ans.

<sup>16</sup> Voir section 2 du tableau récapitulatif ci-dessus en 2020 : 12 Md€ pour la trajectoire DEC et 33 Md€ pour la trajectoire SOB.

<sup>17</sup> Voir en annexe 4, respectivement 86 Md€ pour un prix bas des énergies et 171 Md€ pour un prix haut des énergies.

<sup>18</sup> Voir section 6 du tableau récapitulatif, respectivement 115 Md€ pour la trajectoire DIV et 159 Md€ pour la trajectoire SOB, sous une hypothèse de prix haut des énergies.

- la hiérarchie des gains cumulés en 2030 est plus variable selon les prix des énergies et la durée de vie des centrales. En 2030, aucun scénario ne rembourse les investissements cumulés par les gains cumulés de facture énergétique en cas de prix bas des énergies si la durée de vie des centrales est de 40 ans ; si elle est de 55 ans, le scénario DIV rembourse en cas de prix bas ; en revanche tous les scénarios remboursent les investissements en cas de prix hauts ;
  - tous les scénarios remboursent leurs investissements annuels avec les gains annuels de facture énergétique en 2030 (sauf un cas, SOB avec durée de vie des centrales à 40 ans, mais en étant très près). Aucun ne les rembourse en 2020 avec une durée de vie des centrales à 40 ans, ni avec une durée à 55 ans au prix bas de l'énergie, mais en cas de prix hauts les trajectoires DIV et EFF s'équilibrent dès 2020 ;
  - la sensibilité de la facture énergétique extérieure des scénarios au prix des énergies croît de SOB (le plus constant) à DIV (le plus volatil).
- *Autres bénéfices attendus*

Au-delà de la réduction de la facture énergétique nationale, de nombreux autres bénéfices sont attendus de la transition énergétique : qu'il s'agisse de réduction de la dépendance extérieure, de création d'emploi, de réduction de la pollution et de ses effets en termes de santé ou encore de limitation des déchets, chacune des quatre trajectoires à des effets sensiblement différents.

Ces effets devraient être approfondis bien que quelques études existent aujourd'hui<sup>19</sup>. On mentionnera par exemple l'étude du CIRED sur le scénario SOB<sup>20</sup> qui chiffre une création de 630 000 emplois à l'horizon 2030. L'étude ADEME-OFCE sur le scénario EFF présentée le 14 mai confirme un effet important avec 745 000 emplois à l'horizon 2050<sup>21</sup>.

Dans le domaine de la dépendance extérieure, celle-ci est directement liée à la réduction d'importations de matière première énergétique.

---

<sup>19</sup> Lors des débats, certains acteurs ont rappelé qu'une étude macroéconomique réalisée par la DG Trésor à l'aide du modèle Mésange en 2010 sur les impacts du Grenelle concluait à une destruction d'emplois à long terme ; cette étude ne tenait pas compte du prix du carbone, de plus le modèle Mésange ne représente pas les effets d'entraînement des politiques publiques sur les acteurs privés une fois la politique publique interrompue, ni l'apprentissage (par exemple les changements de standards de construction dans le bâtiment). Des divergences de résultats entre modèles macroéconomiques sont donc à souligner.

<sup>20</sup> L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse input-output du scénario négaWatt. Philippe Quirion, Centre international de recherches sur l'environnement et le développement.

<sup>21</sup> Un acteur pense que ces études ne sont à la fois pas solides sur le plan méthodologique (en raison de l'exclusion, selon lui, de nombreux secteurs dans l'étude d'impact, secteurs aussi importants que l'industrie, le tourisme et le commerce de détail, ce qui rend, selon lui, les chiffres avancés en termes d'emploi totalement fantaisistes). Ces chiffres seraient, en outre, toujours à ses yeux, très orientés/biaisés politiquement...

## e. Débats du groupe en matière de signal-prix, de répartition de la charge et de nucléaire

---

- *Signal-prix et transition énergétique*

Au-delà de la prise en compte des différentes trajectoires qui ont été développées en parallèle du groupe de travail financement, deux grandes approches concernant la mise en mouvement de la transition énergétique ressortent des échanges entre les participants qui, si elles semblent différentes de prime abord, pourraient converger.

La première considère que le signal-prix est un levier qu'il faut actionner : par exemple, des prix augmentés d'une fiscalité carbone contribueraient, d'une part, à couvrir les coûts résultant d'une politique d'accélération de la transition énergétique et constitueraient, d'autre part, un signal efficace auprès des investisseurs et des consommateurs. Ces prix unitaires plus élevés, couplés à des mesures d'accompagnement pour aider les acteurs à investir, influeraient positivement sur les comportements des consommateurs. Par ailleurs, des prix unitaires plus élevés peuvent être compensés en partie par un volume de consommation moindre<sup>22</sup>.

La deuxième considère que le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises sont très sensibles aux prix des énergies, et d'autant plus en période de crise et au regard des autres charges qui sont déjà supportées (logement par exemple pour les ménages). L'efficacité économique devrait ainsi être au cœur de la transition énergétique. S'y ajoute la nécessité de tenir compte de situations particulières liées à certains secteurs d'activité ou à la vulnérabilité de certains consommateurs et de certains territoires.

Ces différences d'approches ont été fortes dès que la question de ressources financières nouvelles et donc de charge à répartir s'est posée, de nombreux acteurs considérant que toute évolution des équilibres actuels lui était implicitement défavorable.

Une manière de réconcilier ces deux approches pourrait être, à l'instar de ce qui a été fait en Suède, d'inclure la transition énergétique plus largement dans une réforme de l'action publique. Par exemple :

- la hausse des prix unitaires des énergies peut être accompagnée de nouveaux dispositifs pour aider les ménages et les entreprises à investir dans l'efficacité énergétique ;
- la fiscalité peut permettre de fixer un signal efficace et dont les impacts négatifs en termes de pouvoir d'achat et de compétitivité peuvent être corrigés par des dispositifs de soutien ou de compensation ;
- mettre en place, sur le long terme, une trajectoire volontariste et ambitieuse de la transition énergétique, mais favoriser, sur le plus court terme, les solutions les plus efficaces économiquement, socialement et pour l'environnement.

---

<sup>22</sup> L'exemple allemand est à ce titre intéressant. Selon des sources UFE et BdeW, les consommateurs domestiques ont des factures de l'ordre de 950 € par an (3,5 MWh de consommation moyenne par un prix de l'électricité de 270 €/MWh) contre 600 € par an en France (5 MWh de consommation moyenne par un prix de 120 €/MWh), mais paient un prix unitaire plus de deux fois supérieur aux consommateurs français). Une analyse a également été effectuée à la demande du groupe par l'ADEME, à partir des chiffres de Global Chance (B. LAPONCHE, La consommation d'énergie en Allemagne et en France : une comparaison instructive, mai 2011 (Données 2008)) fondés sur un calcul par habitant. Rapporté au ménage (2 personnes/ménages en Allemagne et 2,2 en France) et recalculé avec les données de consommation 2011 d'Eurostat, la facture s'élèverait à 840 €/ménage en Allemagne et 720 €/ménage en France pour des consommations respectives de 3,3 MWh et 5,1 MWh et des prix de l'électricité données par Eurostat pour le 2<sup>e</sup> semestre 2011 (tranche de consommation de 2,5 à 5 MWh) : 253 €/MWh pour l'Allemagne et 142€/MWh pour la France.

▪ ***Répartition de la charge***

La prise en charge des coûts de la transition énergétique doit être analysée au regard de la typologie des coûts concernés.

- Les coûts des investissements qui seraient réalisés de toute manière sont à financer par les différents maîtres d'ouvrage de ces investissements (propriétaire, énergéticiens, collectivités...).
- Les surcoûts de la performance énergétique peuvent être en partie financés par les économies d'énergie. Néanmoins, comme indiqué plus haut, certaines technologies restent chères et les pouvoirs publics doivent accompagner les filières (R&D, tarif d'achat, garanties...) pour réduire le coût privé du KWh évité (ie ratio coût/économie d'énergie). Pour les nombreuses technologies qui sont aujourd'hui rentabilisables par les économies d'énergie, les temps de retour sont cependant parfois longs. Les pouvoirs publics peuvent alors agir pour les réduire par des aides (subventions, prêt à taux bonifiés, garanties), mais aussi mener des actions pour faire baisser les prix (notamment de la rénovation énergétique). Ces différentes interventions publiques doivent être optimisées, mais il faut également souligner qu'elles peuvent permettre des recettes importantes après bouclage macroéconomique grâce à l'activité générée par les investissements et la stimulation de l'innovation ainsi que par la baisse des importations d'énergie.
- Les coûts de la vulnérabilité devraient être couverts par la solidarité nationale en cherchant à faire baisser les coûts liés aux subventions à la consommation énergétique grâce au soutien des investissements en efficacité énergétique. Pour les ménages modestes, ces investissements entraînent souvent un effet rebond important qui conduit à une très faible rentabilité de la rénovation thermique.

Les aides et financements publics peuvent provenir de différentes sources : budgets de l'État et des collectivités, contribution ou taxe sur l'énergie ou autres mécanismes (certificats d'économies d'énergie), mobilisation de ressources européennes (FEDER...). Un juste équilibre doit être trouvé pour limiter la charge sur les différents acteurs, et en particulier sur les consommateurs d'énergie les plus vulnérables.



Le groupe 7 Compétitivité des entreprises nous a permis de disposer d'éléments chiffrés sur cette thématique importante.

### **Transition énergétique et compétitivité**

Conclusion de la note Transition énergétique et sauvegarde de la compétitivité en France : soyons productifs !, CDC climat recherche, mai 2013 :

« L'évaluation de l'impact de la transition énergétique de la France sur sa compétitivité économique dépend essentiellement de la définition de la compétitivité. En général, la compétitivité des secteurs de biens échangeables d'un pays n'est pas tant importante pour sa croissance économique à long terme que pour sa productivité. Ce Point climat a montré que l'augmentation des prix de l'énergie qui pourrait suivre la transition énergétique française ne devrait pas avoir un fort effet négatif sur la productivité que sur un petit nombre de secteurs et d'entreprises. L'économie française a déjà su se relever rapidement de la hausse des prix du pétrole soudaine et inattendue de ~250 % en 1974 et surmonter la suivante de ~100 % en 1979. Cette capacité de l'économie à s'adapter et innover, en lui laissant suffisamment de temps, suggère qu'elle serait également capable de maintenir la croissance avec des prix de l'énergie beaucoup plus élevés qu'aujourd'hui, si le besoin se présentait. Cela semble d'autant plus probable que, même si les coûts de l'énergie restent importants pour l'économie française, ils sont environ un tiers plus faibles en proportion de coûts de production, et 50 % moins importants en proportion de dépenses de consommation, comparé aux années 1970.

Toutefois, un petit – mais non négligeable – nombre de secteurs compétitifs sur les marchés internationaux, représentant environ 5 % de l'économie, serait susceptible d'être confronté à des répercussions significatives sur leur compétitivité du fait de fortes hausses de coûts de l'énergie. La part de l'économie représentée par ces secteurs suggère que le stress appliqué à ces secteurs doit être mis en regard des avantages recherchés par la transition énergétique de façon plus large. Le fait que les secteurs susceptibles d'être fortement touchés représentent une part relativement faible de l'économie semble plaider en faveur de mesures ciblées, sectorielles pour aider et faciliter la transition dans ces secteurs. »

Identification des secteurs intensifs en énergie et exposés à la concurrence internationale (extrait du rapport du GT Compétitivité)

« Trois types d'industries seraient fortement touchés par des hausses du prix de l'énergie (qu'elles soient liées ou non à la transition énergétique) : les services de transport, l'industrie de l'énergie (électricité, gaz, vapeur, air conditionné, coke et produits pétroliers raffinés), et les autres industries à forte intensité énergétique (coke et raffinage, chimie, métaux de base, pâte et papier, «production cinématographique, vidéo et son, autres produits minéraux non métalliques, pêche et agriculture, nourriture et boissons). Pris ensemble, ces secteurs représentent 8,4 % de la valeur ajoutée totale dans l'économie française<sup>23</sup>.

Parmi les trois groupes de secteurs, les secteurs exposés à la concurrence internationale sont les autres secteurs à forte intensité énergétique, puisque le transport et une part importante des services énergétiques ne sont pas exposés au commerce international et donc pas délocalisables. Ces secteurs à forte intensité d'énergie représentent environ 4,8 % du PIB (aux prix de base). »

---

<sup>23</sup> En utilisant le niveau de désagrégation sectorielle à 2 chiffres de la nomenclature statistique des activités économiques dans la communauté européenne (NACE).

- *La question du nucléaire*

Sans surprise, les différentes approches du coût du nucléaire ont occupé une place importante dans nos échanges. Le travail a été suffisamment apaisé pour que chacun puisse écouter et comprendre les différentes approches.

Une dissension claire s'exprime sur l'intérêt ou non d'allonger la durée de fonctionnement du parc nucléaire : au-delà de la question du risque et des impacts pour l'environnement, qui est connue et ne concerne pas directement notre groupe, l'intérêt de cet allongement divise ceux qui y voient un frein au développement des énergies renouvelables par absence de marché (en cohérence avec l'objectif affiché d'abaisser la part du nucléaire à 50 % dans le mix électrique en 2025) et ceux qui préconisent de réduire le coût de l'énergie en prolongeant l'ensemble du parc.

Par ailleurs les enjeux de politique industrielle doivent être clairement énoncés et pris en compte dans les choix de développement de filières destinées à assurer une maîtrise française des investissements à réaliser. Enfin le développement d'une compétence propre du démantèlement des installations nucléaires nécessite d'être anticipé dès aujourd'hui et programmé selon le rythme des arrêts.

## Les coûts du nucléaire

Les auditions et contributions ont permis de mettre à plat l'éventail des coûts et notamment les valeurs suivantes :

- 33,1 €/MWh, coût du nucléaire historique estimé dans le rapport Champsaur, qui ne prend pas en compte les investissements futurs de prolongation/maintenance. Ce coût converge avec le coût comptable du parc nucléaire existant qui est inclus par construction dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité (autour d'un prix de 26 à 38 €/MWh). La méthode Champsaur prend en compte l'ensemble des amortissements déjà réalisés<sup>24</sup> et qui ont donc été couverts historiquement par les tarifs réglementés, donc par les consommateurs. Il s'agit-là d'une « photographie » de la valeur du parc en 2011 ;
- 42 €/MWh, qui correspond à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) sur la base de la méthode Champsaur, en prenant cette fois en compte les investissements futurs de maintenance et prolongation, ainsi que les investissements post-Fukushima et en les lissant sur la période de régulation 2011-2025 ;
- 49,5 €/MWh, coût courant économique estimé par la Cour des comptes (remis en cause par certains experts : mélange d'amortissements du parc actuel et du coût du parc à neuf), auquel il faudrait ajouter 5 €/MWh s'il l'on se réfère aux estimations post-Fukushima d'EdF ou de 2 à 3 €/MWh si l'on considère des investissements additionnels par réacteur de l'ordre de 200 M€ amortis sur 10 ans. Cette méthode ne prend pas en compte le passé (les amortissements déjà réalisés) et vise à amortir plus en fin de vie du parc pour donner un signal prix au renouvellement ;
- des évaluations différentes entre experts de 54,2 €/MWh pour Mr Lucchesse à 70 €/MWh pour M. Dessus ;
- pour l'EPR : grande divergence, notamment en raison notamment des hypothèses sur les gains de série, entre 60 à 75 €/MWh pour les plus bas, entre 100 à 120€/MWh pour d'autres estimations.

NB : ces coûts ne sont pas pris en compte dans le chiffrage des ENR ou du stockage.

Les investissements de maintenance et de prolongation actuellement prévus sont de 55 Md€ d'ici 2025<sup>25</sup>, dont 5 Md€ dus aux mesures prises à la suite de l'accident de Fukushima.

Par ailleurs, les évaluations des coûts d'un accident nucléaire ont été posées notamment suite aux polémiques de ces dernières semaines. Lors de son audition, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a redonné les chiffres de ses estimations actuelles (chiffres 2012) :

- 200 Md€, la valeur médiane tous accidents confondus ;
- 50 à 250 Md€ pour les accidents graves ;
- 430 Md€, en moyenne pour les accidents majeurs (variabilité de 200 à 1000 Md€), dont 160 Md€ pour les pertes dans le secteur du tourisme

De tels coûts ne sont actuellement pas indemnisés dans le cadre de contrats d'assurance.

Certains acteurs considèrent que le débat sur le vrai coût du parc nucléaire existant a été intégralement instruit par le rapport consacré à ce sujet par la Cour des comptes, qui a clairement établi qu'il n'y avait pas de coûts cachés et que les incertitudes existantes sur les charges futures (démantèlement, gestion des déchets) ne modifieraient pas l'avantage compétitif du nucléaire existant.

D'autres membres considèrent que les incertitudes sur les coûts (actuels et futurs) du nucléaire imposent que les coûts et bénéfices des différents scénarios retenus par le Conseil national du débat soient basés sur deux jeux d'hypothèses, haute et basse, sur les coûts du nucléaire.

<sup>24</sup> Ces amortissements ont été dégressifs dans le temps : les investissements ont donc été remboursés.

<sup>25</sup> Réaffirmés par monsieur Proglia lors de son audition par le CNDTE.



## II. 11 propositions phares, recommandations de portée majeure sur le financement de la transition énergétique

### *Comment financer la transition énergétique : quelques grands principes introductifs*

Les membres du groupe de travail se sont accordés sur les grands principes suivants :

- lisibilité et stabilité des règles et des orientations : ce point a été soulevé dès la première réunion et en continu. Le groupe recommande que la loi de programmation n'en reste pas aux grands principes et fixe un cadre pour au moins les 10 ans à venir ;
- simplicité et universalité : les censures successives de la taxe carbone fin 2009 puis du bonus-malus en février 2013 sur les consommations d'énergie doivent nous inciter à proposer les dispositifs les plus simples et universels possibles, afin notamment de ne pas aboutir à proposer des dispositifs anticonstitutionnels car créant des inégalités entre types de clients, entre vecteurs énergétiques ;
- pertinence du signal-prix qui doit aller de pair avec la clarté des prix ;
- principe de responsabilité financière au niveau du décideur, qu'il soit local ou national ;
- maîtrise de la charge budgétaire (nouveau dispositif de tarifs d'achat avec volume maximum annuel par filière, cf. recommandations) ;
- principe de rationalité économique (priorisation des investissements par secteur classé par ordre de mérite) ;
- principe de réalité (rester ouvert dans le temps sur le mix idéal) ;
- principe d'une évolution de la fiscalité en faveur de la transition énergétique (principe de cohérence et niches fiscales contraires à l'environnement) ;
- principe de renforcement de la fiscalité énergétique locale (à condition de diminuer d'autant la fiscalité nationale) et d'une meilleure affectation des recettes aux politiques énergétiques territoriales ;
- recherche du meilleur niveau pour agir (forte réactivité des acteurs) parmi les niveaux européen ou international, national, régional, local ;
- principe de pollueur-payeur ;
- réduction des coûts externes par la transition énergétique ;
- intégrer la transition énergétique à une politique industrielle ;
- principe de l'équité territoriale.

### *Freins et limites actuels*

Plusieurs freins et limites des actions actuelles ont été identifiés par le groupe :

- absence de ressource de refinancement pérenne (impact des règles prudentielles de Bâle III) ;
- absence de système de garantie suffisamment développé ;
- absence de rémunération suffisante des investissements<sup>26</sup> ;
- insuffisance de stabilité réglementaire et manque de visibilité.

---

<sup>26</sup> Un problème soulevé par le financement de la transition énergétique est lié au couple risque/rendement des projets. Dans les conditions actuelles, les projets liés à la transition énergétique apparaissent insuffisamment rentables (par exemple en raison de l'existence d'externalités) et/ou trop risqués pour être entrepris par des investisseurs privés.

Les cahiers d'acteurs sont riches de 160 propositions<sup>27</sup> sur les thèmes traités par le groupe. Un bon nombre d'entre elles sont convergentes, d'autres portent des dissensions marquées, notamment sur la fiscalité<sup>28</sup> ou l'élargissement de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Certaines propositions ont mûri au cours des débats, par exemple sur l'évolution des tarifs ou sur le financement de la rénovation des bâtiments. D'autres ont émergé des échanges, telles que celles sur une plus grande progressivité des tarifs.

Le groupe a choisi d'en tirer 11 propositions phares. Pour chacune d'entre elles, le rapport fait bien apparaître les points de consensus (sur l'esprit de la mesure par exemple) et les points de dissension (sur les modalités d'applications).

### **a. Inscrire les décisions qui sortiront du débat dans une loi de programmation donnant un cadre financier pour les 10 ans à venir**

---

Une loi d'orientation ne suffira pas. C'est d'une véritable loi de programmation dont le pays et les acteurs auront besoin. Il faudra également des lois complémentaires : dispositifs à inscrire dans les lois de finances (avec des engagements pluriannuels) et cela dès la loi de finances 2014, généralisation des programmations pluriannuelles des investissements (PPI) à toutes les énergies (y compris d'ailleurs à la sobriété et aux économies d'énergies) avec un suivi annuel, transcription des directives européennes.

Cette loi définira la trajectoire suivie, les investissements prévisionnels visés, les indicateurs de suivi et la gouvernance citoyenne envisagée.

Les modalités d'application de cette loi prévoient les mécanismes incitatifs permettant d'atteindre les objectifs visés.

Enfin, cette loi devra s'appuyer sur une étude d'impact détaillée.

### **b. Optimiser les investissements de la transition énergétique en pilotant enfin un véritable plan stratégique national, en priorisant les actions les plus efficaces d'un point de vue économique, environnemental et social**

---

Face aux contraintes importantes qui pèsent aujourd'hui sur le budget national, sur la compétitivité des entreprises à l'international (et par voie de conséquence, sur l'emploi) et sur le pouvoir d'achat des ménages, il nous semble important de maîtriser les coûts de la transition énergétique pour en maximiser les bénéfices, notamment en termes de croissance durable, d'emplois et de développement local.

Cela pourrait passer par :

- un pilotage amélioré du développement et des soutiens aux différentes filières. Il est nécessaire de définir une stratégie nationale claire, véritable plan stratégique national, avec des objectifs pluriannuels, révisables à intervalles réguliers et des moyens à la hauteur de ces objectifs. Le pilotage et le suivi de ce plan stratégique national doit mobiliser l'ensemble des acteurs ;
- une évaluation du développement de chacune des filières, y compris les sous-traitants, et des outils nécessaires pour accompagner ce développement, à travers une analyse multicritères, permettant de définir et de prioriser les actions les plus efficaces d'un point de vue économique, environnemental et social.

---

<sup>27</sup> Voir annexe 8, Cahiers d'acteurs – synthèse détaillée des cahiers d'acteurs sur les coûts, bénéfices et financement.

<sup>28</sup> Voir annexe 7, Cahiers d'acteurs – résumé des propositions sur les coûts, bénéfices et financement.

Les propositions qui précèdent sont consensuelles, mais une dissension porte sur les modalités d'amorçage et de phasage de la constitution et du développement des filières.

Certains membres du groupe ont proposé, face aux contraintes qui pèsent sur les finances publiques, la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages, de prioriser les soutiens publics pour favoriser dans une première étape les mesures d'efficacité énergétique les moins coûteuses (les actions avec un temps de retour inférieur à 5 ans), le développement des énergies renouvelables les plus matures et dont l'électricité est consommée sur site et les mesures sur le transport à faibles émissions de CO<sub>2</sub>. La priorisation permet de donner le temps nécessaire à la R&D pour préparer les opérations suivantes. Toutefois, il est important que les décisions prises maintenant permettent la poursuite du processus.

Pour ceux qui ne soutiennent pas ces propositions, un raisonnement fondé uniquement sur l'analyse économique de court terme n'est pas adapté, d'une part, car il ne permettrait pas d'accompagner efficacement le développement des filières en fonction de leur maturité et, d'autre part, parce que les filières sont souvent complémentaires.

### **c. Réorienter les investissements et l'épargne vers le financement de la transition énergétique**

- ***Mobilisation d'une plus grande part de la collecte de l'épargne réglementée (LDD et livret A) au profit du financement d'investissements de la transition énergétique***

Le récent rapport sur l'épargne financière<sup>29</sup> rappelle que l'épargne totale des ménages disponible en 2012 est de 11 600 Md€, dont 7 600 Md€ dans l'immobilier, 2 600 Md€ dans les épargnes longues type assurance-vie et 1 300 Md€ dans les autres types d'épargne tels le livret A et livret développement durable (LDD).

Concernant l'épargne réglementée centralisée dans le fonds d'épargne géré par la Caisse des dépôts, une partie des fonds pourrait être mise à la disposition d'opérateurs décentralisés des collectivités et d'Oséo garanties (BPI) pour assurer le développement des garanties sur prêts bancaires consentis au profit de la transition énergétique auprès des TPE/PME.

Par ailleurs, l'utilisation du livret A, qui doit rester affectée au financement du logement social, doit être assortie de critères énergétiques et environnementaux renforcés pour la rénovation énergétique.

Concernant les fonds décentralisés, afin de ne pas recommencer les erreurs du passé lors du passage du Codevi au LDD, cette part doit être clairement définie à l'avance, les banques obligées de s'y tenir et de faire un reporting précis. Plusieurs conditions doivent être réunies pour que les banques soient en mesure de mieux respecter leurs obligations de réemploi et de reporting au profit de la rénovation thermique des bâtiments, notamment élargir et optimiser la liste des biens et travaux verts éligibles aux financements sur ressources livret A et LDD et simplifier le dispositif de traitement des dossiers en agence.

En complément, certains membres du groupe proposent de concrétiser enfin la transparence et le reporting sur l'utilisation de cette épargne réglementée. Des indicateurs dédiés (comme ceux proposés par l'initiative 2° Investing) doivent être mis en place pour permettre aux établissements financiers et aux pouvoirs publics de piloter ce fléchage de manière cohérente avec les objectifs fixés (facteur 4), et de pourvoir à la valorisation financière des efforts réalisés en matière de financement bonifié, au sein de mécanismes d'échanges de crédits carbone locaux ou internationaux.

---

<sup>29</sup> Rapport des députés Karine Berger et Dominique Lefebvre.

- ***Évaluer puis afficher la contribution des produits financiers et des institutions au financement de la transition énergétique***

Plus globalement, il faut agir pour favoriser la réallocation de l'épargne et des investissements en faveur de la transition énergétique. Il faut ainsi permettre de faire évoluer les épargnes longues et les stratégies d'investissement des acteurs privés vers les secteurs de la transition énergétique, en cohérence avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics.

Pour certains acteurs, il faudrait susciter l'émergence d'une classe d'actifs « verts » spécifiques, adossés à des portefeuilles de projets de la transition énergétique, notamment des rénovations énergétiques des bâtiments privés. Ces obligations vertes seront identifiées par les investisseurs institutionnels et permettront de faire financer directement ou indirectement par les banques la transition énergétique.

Des propositions innovantes ont été soumises au groupe, portées par 2<sup>o</sup> Investing Initiative, qui permettraient à moyen terme d'évaluer l'impact des produits et institutions financières, en termes de contribution au financement de la transition énergétique<sup>30</sup> et des besoins de long terme (qui semble plus pertinent qu'une approche fondée uniquement sur le contenu carbone).

Le pilotage du financement de la transition énergétique nécessite au préalable de favoriser un minimum de transparence sur l'empreinte énergétique des financements. Le groupe propose (à l'exception d'un acteur) d'instaurer l'affichage de la performance économie-climat des produits financiers (prospectus) et le reporting des institutions financières (rapport annuel), sur la base d'une standardisation des méthodologies existantes, avec l'objectif d'un coût limité de reporting pour les porteurs de projets et les institutions financières, grâce à une exploitation des canaux d'information existants, en outre largement compensé par une compétitivité accrue de ces projets fondée sur la valorisation financière de la sobriété énergétique.

Ces travaux s'articulent avec d'autres réflexions en cours actuellement concernant le secteur financier. Le groupe demande de veiller à ce que cela n'augmente pas les coûts pour les porteurs de projet et que cela se fasse dans un cadre européen. Il est nécessaire aussi de développer une méthode commune et harmonisée avec les méthodes de comptabilité existantes (en particulier la méthode d'évaluation des gaz à effet de serre). Ces réflexions concernent en premier lieu la transparence des institutions et des gérants de produits financiers sur ces indicateurs, afin d'éclairer les investisseurs particuliers et institutionnels qui s'intéressent à la transition énergétique, et les pouvoirs publics qui la pilotent. Elles concernent en second lieu des incitations réglementaires pour les investisseurs, fondées sur ces indicateurs, afin de « pousser » les capitaux vers le financement de la transition énergétique, via la fiscalité de l'épargne, la régulation des modes de rémunération des intermédiaires et les règles prudentielles. Le groupe recommande d'intensifier ces travaux.

D'autres mesures ont aussi été évoquées, comme la mobilisation de l'épargne salariale et la possibilité de mise en place d'une épargne obligatoire pour la rénovation thermique du bâtiment.

---

<sup>30</sup> À titre d'exemple, pour les entreprises du CAC 40, 12 % des investissements ont lieu dans des activités liées aux énergies fossiles et 0,5 % seulement dans les énergies renouvelables.

- ***Faire de la Banque publique d'investissement (BPI) un outil central du financement de la transition énergétique pour nos entreprises, via une doctrine d'intervention renforcée et des financements supplémentaires dédiés***

La Banque publique d'investissement (BPI) doit être réellement un outil central pour le financement de la transition énergétique de nos ETI, PME et TPE. Le financement de la transition énergétique a été ajouté dans les missions de la BPI, suite aux recommandations de la conférence environnementale. Elle dispose déjà de quelques outils spécifiques. Citons par exemple le fonds écotecnologies (150 M€ depuis mi-2012) qui vise des opérations en fonds propres et quasi-fonds propres pour des prises de participation minoritaires dans des PME innovantes, ainsi que le nouvel écoprêt énergie (depuis fin 2012) pour le financement d'actions d'efficacité énergétique dans les PME-TPE. Plus globalement, le groupe recommande que le financement de la transition énergétique soit réellement une priorité absolue de la BPI, assumée comme telle dans sa stratégie de financement.

Une meilleure prise en compte des PME et TPE est nécessaire dans les données statistiques des entreprises, pour leur permettre un meilleur accès au crédit. La typologie des entreprises visées concerne les 94 % d'entreprises de moins de 9 salariés. Il convient de renforcer la capacité de la BPI à garantir des prêts bancaires consentis aux TPE-PME au profit de la transition énergétique<sup>31</sup>. Enfin les financements des TPE-PME consentis par la BPI doivent être adaptés, c'est-à-dire inférieurs à 20 000 euros et sécurisés dans le temps, et les règles d'accès doivent être déterminées pour plusieurs années permettant aux entreprises d'investir sereinement.

Le groupe demande que des financements supplémentaires soient accordés à la BPI et soient affectés à des opérations dédiées à la transition énergétique. Ils seront utilisés pour soutenir toutes les entreprises s'engageant dans la transition énergétique, celles développant des technologies de rupture, mais également celles diffusant des technologies vertes, dans les secteurs de la rénovation thermique des bâtiments, de l'efficacité énergétique, de la production d'énergie ou de l'économie circulaire.

Par ailleurs, la doctrine d'investissement de la BPI doit être précisée pour porter cette ambition pour l'ensemble des projets soutenus par la banque ; un rapport annuel sur le financement de la transition énergétique par la BPI pourrait ainsi être produit. Cette augmentation des ressources doit s'accompagner d'un volant minimal d'affectation des moyens d'actions de la BPI dédié au financement de la transition énergétique, sur l'ensemble des champs d'action et pas uniquement sur des technologies de rupture. À noter la disposition figurant dans la loi sur la BPI, qui lui impose de mesurer la « contribution des entreprises [financées] à la transition écologique et énergétique » (application de l'article 5 de la loi 212-1559 sur la BPI), rejoignant les propositions faites précédemment dans ce rapport.

- ***Favoriser le développement des circuits courts de financement sur les territoires***

La comparaison au plan européen (notamment avec l'Allemagne, où 40 % des investissements dans les énergies renouvelables sont faits par les particuliers) et les quelques expériences récentes en France<sup>32</sup>, par exemple en termes de financement citoyen de parcs éoliens<sup>33</sup>, amènent le groupe à recommander que soient développés et sécurisés des circuits courts de financement de la transition énergétique sur les territoires. Cela permet aussi de redonner du sens : les citoyens investissent dans la transition énergétique de leur territoire, dans le local, dans l'avenir, dans l'emploi, dans la préservation du pouvoir d'achat de leurs proches, dans le durable, etc.

---

<sup>31</sup> Pour la CFE-CGC, la BPI doit également pouvoir financer tous les acteurs de la transition énergétique, y compris les grandes entreprises du secteur.

<sup>32</sup> Le projet Poulet de Loué du Crédit agricole Leasing&Factoring a notamment été présenté au groupe.

<sup>33</sup> Par éolien d'Arfons notamment.

Les formes peuvent être diverses : finance participative (« crowdfunding »), initiatives des acteurs bancaires locaux, emprunts obligataires lancés par les conseils régionaux, investissements citoyens... L'État ou les conseils régionaux pourraient éventuellement encourager ces initiatives en lançant un appel à projets et, pour les démarches sélectionnées, en prenant une partie des frais de gestion prélevés par les banques<sup>34</sup>. Deux clefs de succès de la démarche sont :

- la simplification des procédures. La France est aujourd'hui l'un des pays européens où les contraintes réglementaires relatives à la collecte de l'épargne sont parmi les plus rigides d'Europe. À l'inverse, en Allemagne ou au Danemark, pays pionniers du développement éolien, le recours à l'investissement participatif est extrêmement répandu voire obligatoire ;
- une ingénierie pour aider les collectivités locales à monter leurs projets.

Concernant l'ingénierie pour aider les collectivités locales, trois initiatives sont déjà en cours :

- de façon générale, le développement du financement des collectivités territoriales sur le marché obligataire : les grandes collectivités ont une expérience du financement direct sur le marché. Pour les plus petites collectivités, des émissions syndiquées sur le marché obligataire ont été organisées à plusieurs reprises ;
- la création de véhicules de titrisation des créances sur les collectivités : plusieurs initiatives ont été prises en 2012 par des établissements bancaires pour mobiliser les ressources des investisseurs institutionnels en refinancement des créances aux collectivités territoriales. Ces initiatives doivent permettre d'assurer une diversification des sources de financement des collectivités et d'accroître la profondeur du marché ;
- la perspective de constitution d'une agence de financement : le Gouvernement a introduit dans le projet de loi bancaire une disposition permettant aux collectivités de créer une agence de financement sous la forme d'une société commerciale de droit commun et d'en être actionnaires. Une fois obtenu son agrément d'établissement de crédit, cette agence a vocation à se refinancer sur le marché et à produire des prêts aux collectivités actionnaires.

#### **d. Rénovation énergétique : pour un financement enfin à la hauteur des enjeux**

---

- *Améliorer les dispositifs existants*

À très court terme, l'amélioration, la simplification et la mise en cohérence des nombreux dispositifs existants est souhaitable. Le crédit d'impôt développement durable (CIDD), l'écoprêt à taux zéro, les aides de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH), les aides locales, les certificats d'économie d'énergie (CEE)... (voir poids financier de chacun en annexe 2) doivent évoluer. Il est en effet nécessaire de viser une plus grande performance énergétique sur les travaux (pour ne pas avoir à y revenir d'ici 2050) et un soutien adapté aux moyens financiers du ménage (avec la question difficile de l'avance de trésorerie) et aux diversités des situations (notamment propriétaires non occupants et copropriétés).

Notons notamment le recours insuffisant au CIDD – voir rapport 2011 – pour les ménages en situation de précarité énergétique du fait de la trésorerie nécessaire alors qu'ils pourraient en bénéficier même en étant non imposables puisque c'est un crédit d'impôt.

---

<sup>34</sup> Qui sont de 1 % à 1,5 % pour ce type d'opérations.

Le Président de la République a annoncé, en mars 2013, un plan d'urgence pour le bâtiment dont les principes semblent aller dans ce sens. Une évolution des dispositifs existants y est prévue, avec notamment des aides supplémentaires pour les ménages en situation de précarité énergétique et pour les ménages proches du revenu moyen, mais les modalités précises d'application ne sont pas encore connues. Ces dispositifs ne seront pas suffisants pour parvenir au rythme nécessaire dans les scénarios les plus volontaristes et doivent être complétés, notamment pour permettre d'accompagner les ménages les plus en difficulté et les rénovations d'ampleur.

Il est nécessaire pour l'accompagnement des projets de créer ou renforcer des guichets uniques territoriaux permettant aux ménages et aux TPE-PME d'avoir une information et un accompagnement de leurs projets, pour jouer le rôle d'interface dans le montage des dossiers de financements et des dossiers techniques de rénovation.

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie, dont une évaluation par la Cour des comptes est en cours, doit lui aussi évoluer vers plus de simplicité<sup>35</sup>, pour permettre d'améliorer son efficacité et assurer une meilleure visibilité sur les prix des certificats pour tous les acteurs. L'application de la directive européenne relative à l'efficacité énergétique, qui fixe des objectifs plus ambitieux de réduction de la consommation, doit conduire à relever le montant des obligations d'économies d'énergie. La proposition de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)<sup>36</sup> pour répondre à cette directive s'élève à 600 TWh cumac pour la 3<sup>e</sup> période (2014-2016), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ayant chiffré un gisement d'économies d'énergie techniquement et économiquement accessible de l'ordre de 900 TWh cumac. Deux recommandations pour enrichir cette évolution :

- mettre en œuvre des bonifications pour les travaux réalisés chez les ménages en précarité énergétique, et aussi pour les travaux reconnus Grenelle de l'environnement, traiter de manière spécifique la précarité énergétique ;
- se servir d'une partie de l'augmentation générale de la contrainte sur les énergéticiens pour contribuer à la mise en œuvre des nouveaux mécanismes financiers de soutien à la rénovation énergétique (fonds de garanties, dispositifs de refinancement, fonds de lutte contre la précarité énergétique...). Les montants financiers ainsi identifiés pourraient notamment servir de fonds propres pour ces nouveaux mécanismes.

Ces objectifs et moyens doivent viser aussi bien le logement que le tertiaire (l'extension de l'écoprêt à taux zéro aux TPE ou PME du tertiaire serait à étudier<sup>37</sup>), où des marges de progrès importantes existent. La question d'une obligation de rénovation à terme est aujourd'hui posée dans les deux cas : un signal clair dans le temps serait bien sûr un élément incitatif fort, réduisant les besoins financiers d'incitation qui pourraient ainsi être réorientés vers les publics en précarité.

Il faudrait étudier de quelle manière encourager la réalisation de travaux d'efficacité énergétique à l'occasion d'une rénovation. La fiscalité peut aussi être mobilisée ; une majeure partie des membres du groupe recommande notamment une TVA réduite à 5 % sur les travaux de rénovation comprenant des travaux d'efficacité énergétique<sup>38</sup>. Certains proposent par ailleurs de moduler la fiscalité foncière ou des entreprises en fonction de la performance énergétique des bâtiments ou des travaux réalisés par les entreprises, notamment les PME.

Notons que les aspects financiers ne sont cependant pas les seuls points bloquants : l'information et la sensibilisation, le guichet unique... sont essentiels.

---

<sup>35</sup> Notamment : fluidification du dispositif par simplification administrative, réduction du nombre d'opérations standardisées, orientation vers des fiches de performance globale ou bouquets de travaux incluant à minima l'isolation...

<sup>36</sup> [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/130215\\_concertation\\_CEE\\_3eme\\_periode\\_-\\_proposition\\_DGEC.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/130215_concertation_CEE_3eme_periode_-_proposition_DGEC.pdf)

<sup>37</sup> Il existe depuis fin 2012 un prêt équivalent pour les PME industrielles, distribué par la BPI.

<sup>38</sup> Certains acteurs préconisent une extension de la TVA à taux réduit pour tous types de travaux de rénovation.



## Vers une obligation de travaux ?

Le groupe considère qu'il existe des moyens d'inciter aux travaux (modulation de la fiscalité sur les transactions, de la fiscalité sur les revenus locatifs, de la fiscalité foncière, décote de l'indice de référence des loyers, valeur verte du bâtiment, fonds de travaux obligatoire pour les copropriétés<sup>39</sup>...) pour accompagner et inciter à une telle évolution.

Certains participants ont souligné des inquiétudes ou des points d'attention : modalités de contrôle de cette obligation, cas des copropriétés notamment celles en situation financière difficile<sup>40</sup> et de la distinction entre parties communes et parties privatives, étude d'impact, nature des travaux obligatoires (des simples thermostats à la rénovation complète), moments clefs de la vie du bâtiment (changement de propriétaire, de locataire, ravalement de façade...).

Le groupe a échangé sur la notion d'obligation de rénovation et sur les mesures financières qui pourraient être mises en place si le principe de cette obligation était retenu à la fin du débat, sans consensus, et rappelle les travaux en cours, dans le cadre du plan bâtiment durable.

(1) Certains participants estiment que, pour inscrire la rénovation énergétique dans le cycle de vie du bâtiment, il est essentiel de donner un signal dès à présent. Ainsi, des ravalements de façade ou des changements de toiture ne doivent plus se faire sans isolation. La mutation ou la mise en location sont également des étapes dont il faut bénéficier. Enfin, la question de la décence d'un logement qu'il n'est pas possible de chauffer doit être sérieusement posée.

(2) Sur l'obligation de travaux, la CGPME et l'UPA rappellent leur opposition totale à cette interrogation.

- ***Disposer rapidement d'un financement dédié à la rénovation énergétique, un KfW à la française***

Il n'y a que peu de circuits de financement dédiés à l'efficacité énergétique.

L'idée d'un KfW à la française a séduit le groupe. Plusieurs éléments ont notamment été jugés particulièrement remarquables dans le modèle de financement allemand : les bas taux de financement (et leur progressivité avec l'augmentation de la performance des travaux), l'effet de levier, la certification ex ante et ex post de la performance, ainsi que les bénéfices macroéconomiques immédiats. De plus, une part d'aide directe permet de solvabiliser des travaux à retour économique plus lent et de tenir compte de la situation sociale des ménages concernés.

Parmi les facteurs de succès identifiés, on peut noter la mobilisation de ressources en amont à bas coût, l'accès au programme pour tous les acteurs du marché, ainsi que les circuits de financement en direct en passant par les collectivités ou les banques locales. Une expérimentation de ce mécanisme financier innovant est déjà en cours en France à travers le programme européen Elena-KfW<sup>41</sup>. L'adaptation du programme Elena-KfW au modèle économique français s'est faite par la promotion de l'épargne locale verte pour répondre au besoin de refinancement et par la création de fonds de garantie locaux pour faciliter l'accès au financement. Par ces adaptations, les taux de clients de ces éco-prêts en France sur ce programme sont similaires à ceux pratiqués en Allemagne. Remarquons d'ailleurs que le système allemand est en évolution, notamment sur ses sources de refinancement.

Une des difficultés françaises reste le poids du logement dans les dépenses des ménages, plus élevé qu'en Allemagne, ainsi que des coûts de travaux supérieurs. Une recherche de simplification réglementaire (alignement sur la réglementation thermique des bâtiments neufs notamment) et de solutions techniques de référence éprouvées doivent contribuer à en réduire l'impact.

<sup>39</sup> Voir notamment : <http://www.anah.fr/les-actualites/les-actualites/article/les-coproprietes-un-enjeu-national.html>

<sup>40</sup> Pour lesquelles la priorité pourrait spontanément être donnée aux seuls travaux de sécurisation du bien.

<sup>41</sup> Voir le site [http://ec.europa.eu/energy/intelligent/getting-funds/project-development-assistance/index\\_en.htm#kfw-elena](http://ec.europa.eu/energy/intelligent/getting-funds/project-development-assistance/index_en.htm#kfw-elena)



Différentes modalités de mise en œuvre des financements peuvent être envisagées : aides directes, prêts (avec la question de la garantie), tiers investissement à adapter selon la nature des travaux et le public concerné.

De même, la gestion de ces financements peut être assurée au niveau local ou régional. Pour financer le dispositif, le groupe fait les recommandations suivantes :

- pour les 5 ans à venir, stabiliser globalement à leur niveau actuel les subventions d'État pour la rénovation énergétique (CIDD, bonifications, crédits annuels à la disposition de l'ANAH), tout en permettant leur réallocation entre ces différents dispositifs ou vers de nouveaux instruments et orienter autant que possible les fonds européens de développement régional (FEDER) vers ces usages ;
- refinancement long terme : 1/ orienter les financements de la BEI vers le refinancement des prêts à la rénovation thermique du secteur résidentiel ; 2/ ajouter aux emplois du fonds d'épargne le financement des expérimentations de tiers financement conduites par les collectivités locales ;
- créer des mécanismes de garantie apportant à ces crédits les sûretés nécessaires, ce qui suppose la mobilisation de fonds propres privés (pour éviter la requalification en dette publique) : la transcription de la directive efficacité énergétique constitue une opportunité à ce titre ; sous réserve de la mise en œuvre d'un objectif 3<sup>e</sup> période ambitieux, les entreprises concernées (les énergéticiens obligés au titre du dispositif des CEE) pourraient en effet être autorisées à se libérer d'une partie de leurs obligations (à définir) par de telles dotations en fonds propres qui auraient un effet de levier maximal ;
- que le dispositif soit mis en place très rapidement pour des premiers dossiers validés début 2014.

Le financement de la rénovation du tertiaire public pose avant tout le problème des limites de l'endettement public. Ce serait, le cas échéant, un sujet pertinent pour des actions de relance négociées à l'échelle européenne : mise en œuvre beaucoup plus rapide que les infrastructures et absence d'arbitrages géographiques.

La rénovation du tertiaire privé pourrait être accélérée, sans problème de financement majeur, par un signal-norme bien calibré (couplage avec un bonus malus fiscal ; délai suffisant pour l'intégration dans les programmes d'investissement).

Certains membres du groupe souhaitent préciser que, pour eux, ces propositions peuvent difficilement coexister : l'Allemagne a choisi de faire reposer sa politique de rénovation sur la KfW à la place d'un système de CEE. Il serait inutilement coûteux et inefficace d'ajouter les deux systèmes d'une KfW à la française et un système d'obligations de type CEE. Le débat doit porter sur l'examen des mérites respectifs des différents systèmes et de choisir le meilleur.

- ***Accélérer le rythme des travaux contre la précarité énergétique***

En moyenne, la part des dépenses énergétiques dans le revenu des ménages est de 8 % sur la période 1995-2011, mais il existe de fortes disparités : le premier quintile de revenus dépense plus de 15 % de ses revenus pour ses consommations d'énergie (y compris carburants), contre autour de 5 % pour le dernier quintile.

Le groupe recommande que le Gouvernement mette en place un plan vigoureux de lutte contre la précarité énergétique, notamment basé sur la poursuite des actions engagées sur le parc social (HLM) et un renforcement des actions de soutien à la rénovation du parc privé (en parallèle d'un renforcement à terme des obligations de travaux) :

- pour arriver à un rythme de 200 000 par an (rythme projeté actuel à partir de 2015 = 50 000/an) ;
  - coût : 2 à 3 Md€ par an pour les travaux, 250 M€ par an pour l'ingénierie d'accompagnement et d'assistance à maîtrise d'ouvrage (représentant 5000 à 6000 emplois) ;
  - sources de financements complémentaire par rapport à l'existant : fléchage renforcé des CEE, recours à l'emprunt (bénéfice à terme sur les économies de santé publique : une étude menée au Royaume-Uni reprise par l'OMS montre qu'un euro investi pour rendre un logement chauffable amène 0,42 € d'économie sur les dépenses de santé<sup>42</sup>) ;
  - animation locale et identification des ménages éligibles.
- ***Considérer les prêts pour travaux d'amélioration énergétique comme des prêts immobiliers***

Actuellement, selon les termes de l'article L 312-2 du code de la consommation, seuls les prêts d'un montant supérieur à 75 000 € en matière de rénovation ou d'amélioration de l'habitat bénéficient d'office de la qualification de prêt immobilier. Le groupe propose d'abaisser ce montant à 6 000 € pour les travaux d'efficacité énergétique. Sous réserve de conformité de cette modification avec le droit communautaire, les travaux de rénovation énergétique pourraient bénéficier de conditions nettement plus favorables puisque les seuils de l'usure des prêts immobiliers sont actuellement fixés à 5,43 % et 5,01 % respectivement pour les prêts immobiliers à taux fixes et taux variables. Financés sur des durées plus longues, jusqu'à 20 ans et plus, leur charge sera aussi plus légère.

Aujourd'hui, un investissement de 19 000 € dans la rénovation immobilière (tel que prescrit par le groupe de travail sur l'efficacité et la sobriété énergétique - GT1) sera financé par un prêt de trésorerie non affecté, dont le taux d'intérêt maximum est excessif (taux de l'usure à TEG 11,48 % au 1<sup>er</sup> trimestre 2013) et d'une durée inférieure à 10 ans, voire 7 ans dans une majorité de cas. Un budget rénovation de 19 000 € financé sur 7 ans à TEG 11,67 % (hypothèse la plus défavorable) représentera une charge annuelle de 3 986 €, quand il ne pèsera plus que 1 559 € à 5,43 % sur 20 ans et 1 300 € à 3,31 % sur la même durée. En misant sur une économie moyenne de l'ordre de 1 300 € par an dès la première année, les éventuels dispositifs publics d'incitation n'auraient plus que de très petits écarts à couvrir, sur de très courtes durées compte tenu du niveau d'information croissant du public sur les perspectives de hausses du coût de l'énergie.

Cette mesure d'abaissement du seuil d'application de l'article L 312-2 du code de la consommation à 6 000 € pour les travaux de rénovation énergétique serait simple à mettre en œuvre et peu onéreuse pour l'État : une modification législative mineure.

L'objectif annuel de rénovation de 500 000 logements au coût unitaire de 19 000 €, pour une enveloppe de 9,5 Md€, représente seulement 1,08 % des 881 Md€ d'encours de crédit immobilier comptabilisés en mars 2013. Aussi, cet objectif ne devrait pas peser plus de 10 % de la production annuelle de crédit immobilier du système bancaire français, tout en contribuant très positivement à la préservation de la valeur du parc immobilier qui constitue la première de ses garanties.

Enfin, pour que cette mesure touche aussi les ménages à faibles revenus, il serait utile qu'une circulaire de la Caisse nationale des allocations familiales (CNAF) rappelle à l'ensemble des caisses d'allocations familiales (CAF) et à la Mutualité sociale agricole (MSA) la possibilité prévue par les textes (art. D 542-24 du code de la sécurité sociale et R 321-15 du code de la construction) d'ouvrir un droit à l'allocation logement pour les remboursements d'emprunts de ce type.

---

<sup>42</sup> Ch Liddell, séminaire Epée du 8/10/2009, citant Healy, 2003 & Howden-Chapman, 2008.

- *Étudier la possibilité de création d'une Société de financement de la transition*

Pour répondre à la crise bancaire aiguë de 2008, l'État a su inventer des mécanismes nouveaux en suscitant la création de la Société de financement de l'économie française (SFEF). La SFEF a fonctionné de 2008 à 2009 pour apporter des liquidités aux banques. Société anonyme de droit privé, avec des fonds propres de seulement 75 M€ (1/3 État, 2/3 banques commerciales), une garantie de l'État (265 Md€ sur des emprunts à 5 ans) et un commissaire du gouvernement, la SFEF a émis 77 Md€ d'obligations garanties par l'État, les banques se refinançant auprès de la BCE grâce à ces obligations. D'autres pays européens ont mis en place des dispositifs assez similaires.

Certains experts pensent qu'un tel mécanisme, avec fort effet de levier, pourrait être adapté pour le financement de la transition énergétique par la création d'une Société de financement de la transition (SFT).

Cette Société de financement de la transition pourrait ainsi contribuer aux dispositifs de financement de projets tels que la rénovation thermique des bâtiments publics ou le développement des énergies renouvelables. Elle ne disposerait pas de guichet auprès des particuliers et n'aurait pas vocation à accueillir des dépôts. En revanche, elle fournirait la garantie de l'État sur les opérations de prêts bancaires en direction des chantiers de la transition et elle accorderait elle-même des prêts longs à très bas taux aux acteurs présents sur les chantiers dont la rentabilité financière de moyen terme est la plus faible.

Les fonds propres de cette société pourraient être apportés conjointement par l'État, un groupement de banques commerciales, un groupement d'entreprises impliquées dans la transition énergétique et de certains EPIC. Le volant d'interventions de cette SFT (sous forme de prêts directs, garantie publique aux prêts commerciaux, éventuellement titrisation) pourrait être de quelques dizaines de milliards d'euros par an, complété éventuellement par des interventions de la BEI.

Des questions ont été soulevées, notamment sur la pertinence de l'analogie entre le financement de besoins de liquidités du marché interbancaire via des obligations et le financement de projets de long terme par des entreprises et des investisseurs dont la solvabilité dépend de la rentabilité du projet. Certains experts pensent en effet que l'effet de levier dans le cadre de la SFT serait beaucoup plus faible que dans le cas de la SFEF, ce qui pourrait remettre en cause son intérêt. D'autres interrogations portent sur la similitude entre l'urgence de 2008 (sauver les banques privées) et l'urgence climatique, sur l'acceptation d'un tel dispositif par la Commission européenne, ou sur le coût d'une garantie publique. Par ailleurs, un ciblage précis des projets finançables est nécessaire afin de s'assurer que ce mécanisme ne finance que la transition énergétique.

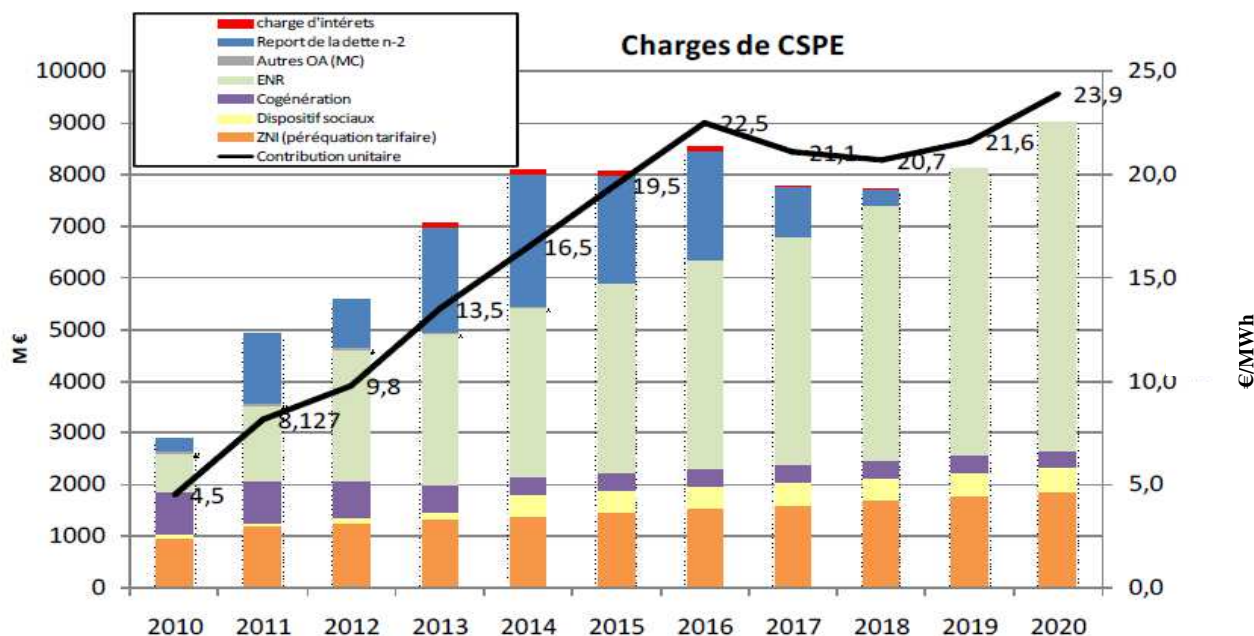
Les membres du groupe recommandent que soit mis à l'étude à la fois l'opportunité et la faisabilité d'un tel mécanisme.

## e. Débat sur la CSPE

Dans le cadre réglementaire actuel et conformément aux dernières décisions gouvernementales, les simulations de la DGEC montrent que l'on devrait atteindre un plateau de CPSE entre 20 et 24 €/MWh entre 2015 et 2020<sup>43</sup>, ce qui reste d'ailleurs en-deçà des valeurs allemandes (53 €/MWh en 2013). Le scénario d'évolution de la CSPE de la DGEC s'appuie sur le cadre réglementaire actuel (la PPI électrique de 2009, complétée par les dernières décisions du Gouvernement prises fin 2012 concernant notamment le relèvement de la trajectoire du photovoltaïque et le lancement d'un 2<sup>e</sup> appel d'offre pour l'éolien maritime). Bien entendu, toute évolution qui serait issue du Débat national sur la transition énergétique devra être intégrée pour avoir une estimation de l'impact sur la CSPE.

Ces estimations sur lesquelles il convient d'être vigilant se fondent sur un certain nombre d'hypothèses qu'il convient de rappeler et qui sont présentées en annexe 9 de ce rapport. Outre les trajectoires retenues pour chaque filière, le paramètre majeur dans la détermination du montant de la CSPE est le prix de marché. Celui-ci est pris égal à 50,6 €/MWh en moyenne 2013 et augmente ensuite de 3 % (dont 2 % d'inflation) jusqu'en 2020, atteignant alors 62 €/MWh. Or, ceux-ci sont volatils et il n'existe à l'échéance 2020 aucune référence de marché, les produits dits à terme portant sur seulement 3 ou 4 ans. Ainsi, par rapport au scénario actuel, un prix de marché à 90 €/MWh en 2020 (au lieu de 62 €/MWh dans nos hypothèses actuelles) diminuerait les charges totales de l'ordre de 2 Md€, soit d'environ 20 %, ce qui ramènerait la contribution unitaire en 2020 à 18,8 €/MWh au lieu de 24 €/MWh. Enfin, l'assiette retenue est également un paramètre important puisqu'une augmentation de l'assiette de l'ordre de 15 TWh en 2013 ferait augmenter les recettes de 200 M€, ce qui aurait pour effet de permettre la compensation intégrale des charges en 2013 (hors coût de portage de la dette) et permettrait un début de remboursement de la dette.

Certains membres du groupe pensent que le montant de la CSPE peut et doit rester maîtrisable dans les différents scénarios de la transition énergétique, à condition que les soutiens soient optimisés.



**Graphique :** évolution des charges de CSPE à cadre réglementaire actuel constant (données DGEC).

**Lecture :** en 2013, le montant unitaire de la CSPE est de 13,5 €/MWh et le montant total des charges de CSPE s'élève à 7000 M€.

<sup>43</sup> Remboursement de la dette important sur 2015 et 2016, remplacé par la montée en charge des EnR.

Certains membres soulignent que la CSPE devrait également être impactée par la croissance de la précarité du fait de la persistance de la crise.

D'autres acteurs demandent que soient simulées les charges de CSPE induites par les volumes d'ENR prévus par les quatre scénarios de transition énergétique pris en compte par le Conseil national. Cette information n'est pas fournie dans les résultats du modèle Elecsim développé par les experts, car il ne prend pas en compte l'effet dans la durée des tarifs d'achat garantis sur 15 à 20 ans dans le prix de l'électricité. Pourtant, c'est la première information qu'attendent les citoyens.

▪ ***Maîtriser l'évolution de la CSPE***

Pour parvenir à gérer l'évolution de la CSPE, le groupe recommande :

- un pilotage à long terme, avec une gestion court terme plus serrée, lisible et transparente de la CSPE ;
- d'optimiser le pilotage des dispositifs de tarif d'achat, en pilotant les niveaux des tarifs (ajustés périodiquement en fonction de la maturité de la filière, mais aussi de la durée des contrats) et des volumes annuels (ou par période) maximum de nouvelles capacités par filière, en lien avec une nouvelle PPI ; les critères déclenchant les baisses doivent être explicites ;
- d'être vigilant sur l'impact des dispositifs de soutien sur le prix de marché, notamment pour ce qui relève des ENR électriques. Des réflexions portant sur l'architecture des dispositifs pourraient être menées (par exemple soutenir les capacités (€/kW) et non pas l'énergie produite (€/kWh), passage à un système de primes sur le modèle néerlandais...), ou encore baisser plus rapidement le niveau des tarifs d'achat tout en rallongeant la durée des contrats pour les filières proches de la compétitivité, ce qui permettrait à la fois de réduire la charge pour la collectivité et de renforcer la robustesse des projets, non seulement à l'échelle nationale mais aussi européenne ;
- de déployer des dispositifs adaptés pour les collectivités, lorsqu'elles investissent dans les énergies renouvelables dans leur rôle de maître d'ouvrage public. Par exemple, les contraintes décisionnelles des collectivités les empêchent actuellement de pouvoir répondre aux appels d'offres. Des idées de quotas réservés, ou de bonification pour les projets dont la maîtrise d'ouvrage serait majoritairement publique, ont ainsi été proposées ;
- certains membres pensent que les évolutions suggérées par le groupe de travail sur le choix des énergies renouvelables (GT3 - tarif d'achat du photovoltaïque jusqu'à 250 kWc au lieu de 100 kWc actuellement) sont souhaitables. D'autres membres pensent au contraire qu'il n'est pas souhaitable de modifier le dispositif de soutien du photovoltaïque en rehaussant le tarif d'achat des installations supérieures à 100 kWc, qui ont été basculées vers le système d'appel d'offres visant à mieux intégrer le soutien aux filières industrielles françaises et européennes ;
- de s'assurer que les porteurs de projets puissent bénéficier de financement à bas taux. Rappelons en effet, par exemple, qu'un taux d'accès au crédit divisé par deux peut baisser de 30 % le coût de revient du kWh renouvelable électrique<sup>44</sup>, et donc que les sujets de tarifs et de conditions de financement sont intimement liés ;
- les offres d'électricité vertes contractées volontairement doivent être rendues possibles car elles permettent de soulager la CSPE ;
- la bonification accordée aux composants photovoltaïques produits en Europe a été jugée opportune par le groupe, qui recommande que de tels dispositifs favorisant la production locale soient amplifiés ;
- favoriser l'autoconsommation sans stockage pourrait permettre, à court terme et dans les DOM, de générer des économies de CSPE, tout en permettant un maintien du déploiement d'installations photovoltaïques.

---

<sup>44</sup> Transition énergétique : financer à moindre coût les énergies renouvelables. Note Terra Nova du 19 novembre 2012.

En outre, il est important de traiter l'impact sur le marché de l'électricité du tarif d'obligation d'achat. En effet, les producteurs d'énergies renouvelables vendent leur électricité à un tarif garanti et leur développement très rapide en capacités installées et en volumes produits impacte aujourd'hui fortement le prix de marché de l'électricité à la baisse en ce qu'il intervient dans un contexte de sur-équipement plus général en moyen de production, ce qui a un impact baissier important sur les prix de gros.

Il est à noter que cette baisse des prix de gros rend d'autant plus difficile la convergence entre le coût de production des filières soutenues et le prix de gros moyen de l'électricité, et en conséquence la vente sur le marché de gros de leur production. Elle se traduit par des charges de service public plus élevées.

Notons là encore que les aspects financiers ne sont pas les seuls freins. La simplification des procédures, la visibilité sur le développement des filières à moyen terme sont des points aussi essentiels. Le gouvernement et les parlementaires ont la responsabilité de rendre cela possible.

***Débat sur l'opportunité, la faisabilité et les modalités d'une optimisation des usages de la CSPE, de sa généralisation à tous les vecteurs énergétiques et de l'extension des missions de service public qu'elle finance.***

Une partie du groupe recommande la réalisation d'une étude sur l'opportunité d'une optimisation des usages de la CSPE, de sa généralisation à tous les vecteurs énergétiques, et de l'extension des missions de service public qu'elle finance.

Cependant, certains membres du groupe expriment leur désaccord ferme sur cette proposition.

Une évolution significative de la CSPE est souhaitée par certains membres du groupe et rejetée par d'autres. L'idée serait de la faire évoluer vers plusieurs CSTE (contribution solidarité et transition énergétique) propres à chaque énergie en :

- élargissant son assiette aux autres vecteurs énergétiques (gaz, fioul, carburants) ;
- élargissant son utilisation, c'est-à-dire les missions de service public qu'elle permet de compenser, notamment en y ajoutant :
  - le financement du bouclier énergétique (voir la seconde proposition au § g) ;
  - le financement d'autres actions de maîtrise de l'énergie subordonnant la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées au développement local des EnR ;
  - le financement du développement des énergies renouvelables thermiques et transport. Cela permettrait notamment de fiabiliser le financement du fonds chaleur.

Ainsi, la CSPE servira à financer la transition énergétique dans tous les sens de ce terme (solidarité, énergies renouvelable et maîtrise de l'énergie) ;

- mettant en place une gouvernance globale et transparente du dispositif, associant les différents acteurs ;
- étudiant préalablement l'optimisation des usages.

Dans tous les cas, une évolution de l'assiette de la CSPE doit se faire en assurant une affectation des sommes collectées à une proportion de la part effective des différents vecteurs énergétiques dans la consommation : pour de nombreux acteurs du groupe, en aucun cas les consommateurs d'une forme d'énergie ne doivent en subventionner une autre.

Cette proposition ne fait pas consensus. Les autres membres du groupe pensent notamment que l'élargissement de l'assiette aux autres énergies est inapproprié et rendrait le système complexe et trop onéreux.



En particulier, ces derniers récusent fortement l'idée d'affecter les recettes de CSPE au financement des actions de maîtrise de la demande énergétique. La CSPE n'a pas vocation à financer la transition énergétique dans tous les sens du terme. Le prix de l'énergie est un élément essentiel de pouvoir d'achat et de compétitivité économique qui n'a pas vocation à financer le secteur du bâtiment.

En tout état de cause, la mise en œuvre de cette proposition résulterait d'une décision politique marquée. A minima, une étude d'impact rapide sur la faisabilité de cette évolution (rendu de l'étude avant fin septembre 2013) et sur différents scénarios de mise en œuvre envisageables est demandée (sur les volets ressource et utilisation).

## **f. Instaurer une fiscalité écologique au service de la transition énergétique**

---

Instaurer une fiscalité écologique au service de la transition énergétique qui renforce la compétitivité de nos entreprises et préserve le pouvoir d'achat des ménages, et dont le produit sera principalement utilisé pour accompagner ces acteurs.

Le groupe devait-il traiter de la fiscalité écologique ? Pour certains non, car le comité pour la fiscalité animé par Christian de Perthuis est déjà chargé de ces questions. Pour d'autres, plus nombreux, oui, tant les propositions fiscales sont nombreuses dans les cahiers d'acteurs et la fiscalité considérée comme un outil d'orientation des comportements, des flux d'investissement, et source potentielle de financement pour la transition énergétique. Le sujet a donc été traité en veillant à la cohérence avec le comité ad hoc, notamment par l'audition et l'échange fructueux avec Christian de Perthuis.

Pour les membres du groupe, il ne peut y avoir de transition énergétique sans donner un prix au carbone. Cela vaut pour tous les secteurs, y compris le diffus, et doit être mis en œuvre par des outils adaptés à chaque secteur.

Les membres du groupe s'accordent sur les principes suivants :

- toute mesure fiscale écologique ne peut s'envisager qu'après étude d'impact économique, sociale et environnementale ;
- la fiscalité écologique doit être pensée dans une évolution plus globale de la fiscalité et à prélèvements constants (principe d'iso-fiscalité), aussi bien sur le plan national qu'euro-péen (perspective d'une taxe carbone harmonisée à l'échelle européenne) ;
- elle ne doit pas être appréhendée comme une fiscalité de rendement ;
- le produit de la taxe doit être en priorité utilisé pour financer des dispositifs de compensation pour les acteurs, de baisse d'autres prélèvements et d'aides à la transition énergétique. Des études d'impact doivent permettre de caler les mesures d'accompagnement et de veiller à la préservation de la compétitivité des entreprises et du pouvoir d'achat des ménages ;
- il faut tenir compte des raisons de l'échec de la taxe carbone en 2009, et notamment : niveau initial haut, exemption totale de certains secteurs<sup>45</sup>. Le manque d'acceptabilité sociétale de la mesure a également été un facteur d'échec ;
- il est important de définir une progressivité et une visibilité sur le moyen terme afin de connaître à l'avance l'évolution de la taxe ;
- des mesures sectorielles compensatoires sont à étudier et à mettre en place pour les branches industrielles énergie-intensives et/ou soumises à une forte concurrence internationale et pour les ménages les moins aisés ;
- la réduction programmée des subventions dommageables à l'environnement est une priorité. Il faut pouvoir les répertorier, les chiffrer et les suivre. Ces montants devraient être réorientés vers les activités de la transition énergétique ;

---

<sup>45</sup> Cet argument est contesté par un acteur

- la fiscalité écologique peut comporter une dimension locale, visant à garantir l'affectation d'une part substantielle de ses recettes aux politiques énergétiques territoriales et l'égalité des territoires. À ce titre, le groupe recommande que puisse être expérimentée, sur certains territoires, la mise en œuvre de dispositifs locaux de fiscalité écologique ;
- la fiscalité écologique serait plus efficace dans un cadre européen.

Parmi les points de dissension, on peut noter :

- la préaffectation actuellement envisagée d'une partie des recettes de la fiscalité écologique au financement du crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE) qui, pour certains acteurs, n'est pas acceptable ;
- la dualité fiscalité carbone versus fiscalité énergie-carbone ;
- l'exemption ou non des secteurs déjà soumis aux quotas (question qui se repose avec un prix ETS de 3 €/tCO<sub>2</sub>) ;
- les propositions sur les rythmes, les niveaux initiaux, les mécanismes d'accompagnement ;
- la création ou non d'accords sectoriels du type « act or pay » pourrait être envisagée, comme cela a été fait dans d'autres pays, afin d'exonérer transitoirement certains secteurs sous condition d'investissements dans la transition énergétique ;
- certains acteurs demandent que la France n'attende pas la mise en place d'une contribution climat énergie au niveau européen pour adopter, sur son territoire, ce dispositif à l'instar d'autres pays comme la Suède. La règle de l'unanimité empêche l'adoption d'une taxe climat-énergie significative à l'échelle européenne, comme en témoigne le rejet de plusieurs propositions en ce sens depuis 1990 ;
- régionalisation : expérimentation d'une contribution énergie climat territoriale : en accompagnement d'une politique d'expérimentation régionale dans le cadre de l'habilitation énergie (voir proposition 7 du GT5-Gouvernance), le collège des collectivités (à l'exception des départements) propose l'expérimentation d'une contribution énergie climat territoriale. Cette expérimentation pourrait servir de préfiguration à une fiscalité nationale et permettrait de tester différentes approches dans plusieurs régions volontaires. Un encadrement des possibilités d'assiette et de taux serait défini au niveau national et l'utilisation des recettes exclusivement à destination de la transition énergétique, affectée régionalement en concertation avec les différents niveaux de collectivités (possibilité d'utiliser le cadre des conférences territoriales prévues par la loi de décentralisation). Certains acteurs soulignent que cette proposition est à soumettre au comité sur fiscalité écologique et demandent qu'elle ne soit pas discriminatoire entre les différents territoires ;
- écoconditionnalité des aides publiques.

### **g. Prix de l'énergie : vers plus de progressivité et de solidarité pour préserver les ménages et la compétitivité des entreprises**

---

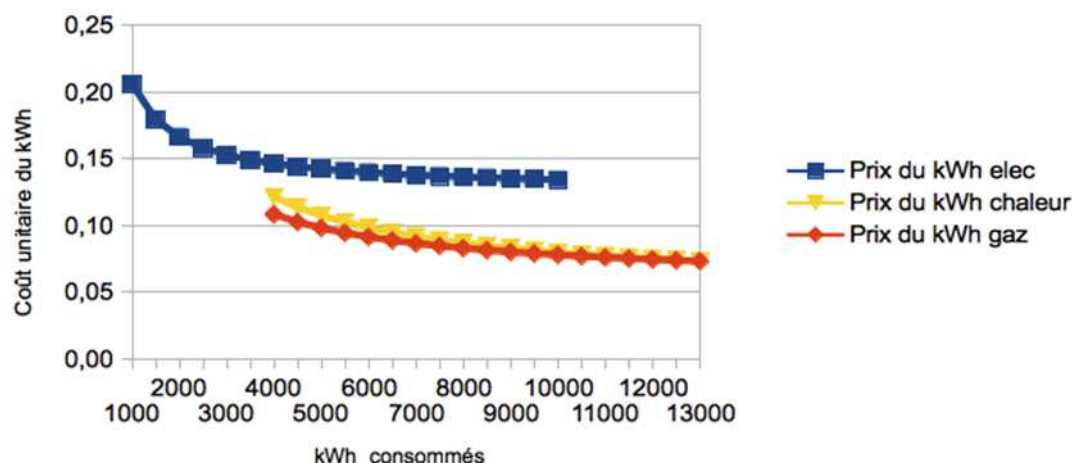
Le groupe a réaffirmé l'idée qu'aller vers plus de progressivité dans les tarifs des énergies serait bénéfique pour encourager les économies d'énergie. Il s'est accordé sur l'analyse que la censure récente du dispositif de bonus-malus doit inciter à chercher des dispositifs les plus simples possibles.

- *Étudier l'opportunité de supprimer l'abonnement dans la facture de gaz et d'électricité*

Certains membres du groupe estiment que le système d'abonnement sur les énergies en réseau (et l'eau) conduit à un coût énergétique injuste et peu vertueux car plus l'utilisateur consomme, plus le coût unitaire résultant de l'énergie baisse. En effet, la part fixe, celle que l'on est obligé de payer pour bénéficier de l'accès au réseau (d'électricité, de gaz ou de chaleur) est indépendante du volume consommé. Moins on consomme, plus elle pèse dans la facture globale (voir graphique ci-dessous).

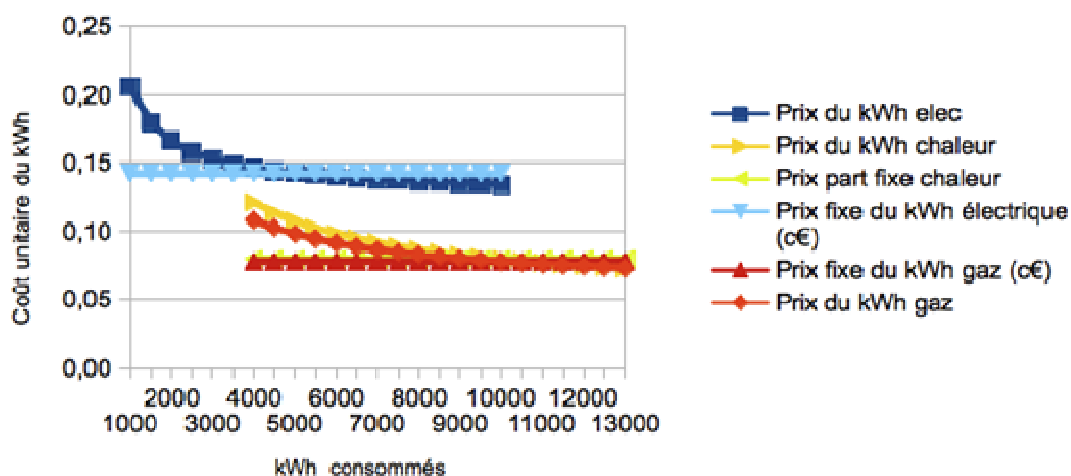


## Estimation prix unitaires électricité et gaz en fonction de la consommation



Supprimer la part fixe aurait le très net avantage de rendre les économies d'énergie plus rentables. Le graphique ci-dessous illustre ce qui pourrait être fait<sup>46</sup>.

## Prix électricité et gaz en fonction de la consommation



**Figure :** exemple de prix unitaires des énergies de réseau en fonction du volume consommé dans le système actuel et avec suppression de la part fixe de la facture à recette constante.

<sup>46</sup> Pour les consommateurs, en particulier ceux qui utilisent deux types d'énergie de réseau (électricité+gaz ou électricité+chaleur), les deux abonnements cumulés peuvent être très significatifs dans la facture totale, et la part fixe peut devenir prépondérante dans des logements économes en énergie. Elle peut même aller jusqu'à disqualifier l'usage d'une forme donnée d'énergie, notamment le réseau de chaleur ou le gaz.

L'abonnement pour l'électricité ou le gaz comprend également des taxes et contributions fixées par les pouvoirs publics. Elles sont au nombre de deux (les autres taxes et contributions s'appliquent à la consommation) ; la CTA (contribution tarifaire d'acheminement) et la TVA (réduite à 5,5 %).

Par ailleurs, d'autres taxes et contributions portent sur la partie variable : CSPE, TCFE et TVA à 19,6 % pour l'électricité ; CTSSG, CSPG et TVA à 19,6 % pour le gaz.

Des taux différents de TVA sont appliqués en Corse et en outre-mer.

C'est d'autant plus vrai que, pour les plus petits consommateurs, l'abonnement peut dépasser 30 % de la facture, voire 40 % pour le gaz ou la chaleur. L'abonnement « qui fait payer même lorsque l'on ne consomme pas », fait l'objet de nombreuses discussions depuis plusieurs années. Il est généralement justifié par le coût incompressible de la gestion du réseau et des abonnements qui est indépendant de la consommation, mais cet argument pourrait s'appliquer de la même manière pour les produits achetés à la pompe à l'unité ou au volume. Le commerce de détail ne facture pas d'abonnement pour avoir le droit d'acheter. Rien n'empêche de financer le réseau uniquement par la part variable de la facture.

Le groupe recommande que ces évolutions tarifaires soient mises à l'étude pour une prise de décision avant la fin 2013.

La part fixe est sur une tendance haussière corrélée à l'évolution du mix de production.

Certains membres sont fortement opposés à cette proposition. La raison de l'abonnement est principalement la couverture de coûts fixes engendrés par la mise à disposition du réseau électrique au consommateur. Un fournisseur d'énergie ne pourrait supprimer l'abonnement dans ses offres s'il doit lui-même reverser un abonnement aux gestionnaires de réseau pour chacun de ses clients raccordés au réseau. Supprimer l'abonnement dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), posera un problème important aux gestionnaires de réseau qui continueront de supporter les coûts fixes de leur réseau, indépendants de la consommation de chaque client. Pour eux, la baisse de la part fixe, voire son annulation, mettrait en péril le modèle économique des acteurs responsables des réseaux (infrastructures de distribution et de transport). La rémunération des gestionnaires de réseaux doit en effet couvrir l'ensemble des coûts fixes et variables.

Plus grave encore, une telle disposition aurait des effets contraires au but recherché : si les clients ne paient plus d'abonnement, ils ne seront plus incités comme aujourd'hui à choisir le niveau de puissance souscrite en fonction de leurs réels besoins. Tous les consommateurs demanderont le niveau de puissance maximal voire plusieurs abonnements. Cela nécessitera de développer énormément les infrastructures électriques, engendrant un surcoût inutile à la collectivité. Une fois raccordés avec une puissance souscrite plus élevée qu'aujourd'hui, les clients pourraient même consommer plus qu'ils ne le peuvent physiquement aujourd'hui. Cela compromettrait en outre la sécurité d'alimentation de tous les clients (risque de défaillance).

Maintenir l'abonnement permet de conserver la solidarité entre les consommateurs raccordés sur le même réseau et bénéficiant de la sécurité d'alimentation assurée collectivement. Garder la progressivité de l'abonnement en fonction de la puissance souscrite permet d'inciter chacun à limiter la puissance qu'il souscrit et donc les coûts de réseau qu'il engendre. Subventionner les abonnements des résidences secondaires par les consommations des ménages n'ayant pas de résidence secondaire serait contraire aux objectifs de redistribution sociale. Lesdits acteurs soulignent également l'avis défavorable rendu par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en 2009.

Dans sa délibération du 14 août 2009, la CRE a souligné que la part fixe de la tarification doit couvrir la rémunération de la puissance pour s'approcher de l'optimum économique. Une telle position pourrait cependant être revue pour l'électricité au regard des enjeux d'investissement de puissance qui doivent répondre aux pointes d'appel de puissance (à la fois les pointes de demandes mais aussi les défauts de disponibilité des énergies renouvelables). L'optimum tarifaire doit ainsi prendre en compte l'enjeu d'un prix supérieur au moment des pointes de puissance. On pourrait donc souhaiter une évolution progressive vers une baisse de la part fixe du TURPE compensée par une hausse du TURPE pour les heures de pointe, dans une optique de transition vers les tarifications dynamiques, et à court terme sur les heures pleines pour les consommateurs qui ont choisi cette tarification.

Des propositions intermédiaires peuvent être recherchées en réduisant le coût de l'abonnement (notamment pour les plus petites puissances) sans le supprimer totalement.

**Extrait de la délibération de la CRE du 10 août 2009  
sur la répartition des coûts de l'électricité entre part fixe et part variable**

« Pour les clients fournis aux tarifs bleus, contrairement à ce qui était pratiqué jusqu'à présent, la part production des barèmes envisagés, qui doit couvrir les coûts de production, se présente désormais uniquement sous la forme d'un prix de l'énergie en €/MWh ; l'abonnement (en €/an) du tarif réglementé reflète exclusivement la part fixe du TURPE et les coûts fixes de commercialisation.

La CRE estime qu'une tarification exclusivement variable de la part production diminue l'auto-sélectivité des tarifs<sup>47</sup>.

Par ailleurs, elle considère que cette logique tarifaire pourrait accroître, à moyen terme, les problèmes de rémunération des moyens d'extrême pointe, dans la mesure où les recettes destinées à couvrir les coûts fixes de ces moyens dépendraient exclusivement de la consommation des clients.

Enfin, elle considère de manière générale qu'une tarification de la part production sous forme d'un abonnement fixe en €/an, destiné à rémunérer la puissance, et de parts variables, destinés à couvrir le coût de l'énergie produite, permet d'approcher l'optimum économique. »

Plusieurs contributions des acteurs portent sur la justesse du signal tarifaire qui doit inciter au changement de comportement. Pour cela, certains proposent d'agir sur la part du tarif qui est fonction de la consommation pour la rendre plus incitative et pousser ainsi à la réduction des consommations. C'est par exemple l'objectif des tarifs de l'électricité à effacement dont le prix varie en fonction des jours de l'année et des heures de la journée, afin d'inciter à l'effacement pendant les jours et heures de forte consommation.

Un acteur considère que les tarifs de l'électricité ne reflètent pas actuellement les coûts de développement de long terme (CDLT). Il estime que leur convergence au travers d'un tarif réajusté, suivant une cinétique à établir pour atteindre les CDLT, est indispensable au financement des investissements tournés vers la transition énergétique.

▪ ***Mise en place d'un bouclier énergétique global***

Pour plus de solidarité, le groupe recommande la création, en remplacement des tarifs sociaux actuels, d'un bouclier énergétique ou accès aux services essentiels<sup>48</sup> permettant :

- d'aider l'ensemble des ménages y compris ceux exclus aujourd'hui des tarifs sociaux qui portent uniquement sur l'électricité et le gaz de réseau (autres énergies de chauffage non couvertes) ;
- d'apporter une aide suffisante au paiement du minimum d'énergie nécessaire pour éviter les situations de privation de chauffage (cf. impact sanitaire).

Cette compensation partielle du poids de la facture des ménages pauvres et modestes vivant dans des logements non performants doit se faire en parallèle d'une action forte pour améliorer ces logements.

---

<sup>47</sup> L'auto-sélectivité est une propriété recherchée dans toute tarification. Le tarif qui minimise la facture de chaque client est aussi celui qui minimise les coûts du système dans son ensemble.

<sup>48</sup> Voir propositions bouclier énergétique ou accès aux services essentiels qui ont fait l'objet de consensus au sein du GT1.

Cette mesure nécessite de 1 à 2 Md€/an<sup>49</sup> et doit concerner 7 à 7,5 millions de ménages<sup>50</sup>. Son financement peut être recherché par un élargissement de l'assiette de contribution en créant une contribution de solidarité sur tous les vecteurs énergétiques utilisés pour le chauffage (électricité et gaz, mais aussi fioul, bois, réseaux de chaleurs, etc.).

Pour éviter la stigmatisation, gagner en opérationnalité et limiter les coûts de gestion, sa mise en œuvre peut être intégrée à une évolution des aides personnelles au logement (forfait de charges), servies par les caisses d'allocation familiales et les mutualités sociales agricoles.

Certains acteurs recommandent également la mise en place de chèques mobilité ou chèques énergie pour les transports, notamment pour les ménages ruraux mal desservis par les transports en commun.

- *Étudier des mesures spécifiques pour les énergie-intensifs*

L'Europe est devenue une zone d'énergie chère, ce qui nuit à sa compétitivité par rapport :

- aux États-Unis qui ont l'avantage d'un gaz de schiste abondant et peu onéreux ;
- à la Chine, qui tire l'essentiel de son électricité d'un charbon à bas coût ;
- aux nombreux pays qui subventionnent leurs industries énergie-intensives.

Or, cela pèse sur l'ensemble de son économie et de ses acteurs économiques et pénalise fortement les industries à forte intensité électrique ou gazière.

En France, la compétitivité énergétique a pourtant été une composante importante du développement économique, grâce à des prix de l'électricité stables et compétitifs.

Or, l'énergie est un facteur majeur de production, comme le travail et le capital : coûts, sécurité d'approvisionnement, fiabilité de sa disponibilité, stabilité réglementaire sont des critères importants pour décider d'investir et arbitrer entre activités et localisations. Pour les industries énergie-intensives exposées à la concurrence internationale, la compétitivité de l'approvisionnement énergétique (électricité, gaz ou chaleur) conditionne même leur avenir en France.

Par ailleurs, comme exposé dans la première partie de ce rapport, la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production en France, entre 1990 et 2007, s'est accompagnée par une hausse bien plus importante du contenu en carbone des produits importés en France. Résultat : malgré la baisse des émissions en France (production, chauffage, automobile), l'empreinte carbone de la France s'est aggravée.

Cette mise en perspective souligne à quel point il est important que la politique de transition énergétique n'aggrave pas le handicap de compétitivité dont souffrent déjà la France et l'Europe, sur le plan de leur coût d'accès à l'énergie, mais au contraire qu'elle contribue à le corriger pour les secteurs exposés à la concurrence internationale. C'est un point essentiel pour ralentir, arrêter la désindustrialisation de notre pays et la délocalisation de l'emploi et des émissions de CO<sub>2</sub>.

Le principe du maintien d'une industrie puissante et compétitive est non seulement indispensable pour les grands équilibres économiques et sociaux en Europe, mais aussi le meilleur moyen de maîtriser les émissions globales de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>49</sup> 1 G€/an chiffrage MNE pour le chèque énergie, 2 G€/an chiffrage FAP sur la base du doublement du forfait de charges des APL (aides personnelles au logement).

<sup>50</sup> La CRE estime à 1 383 500 le nombre moyen de clients à bénéficier du tarif de première nécessité en 2013. Ils étaient 651 000 à en bénéficier en 2011.

Cela nécessite à la fois des mesures d'urgence et des mesures structurelles pour abaisser leur coût d'accès à l'énergie :

- revoir les conditions d'accès au nucléaire historique, y compris en associant les énergie-intensifs aux investissements de prolongation du parc comme l'évoquait la loi NOME, ou au renouvellement des concessions hydrauliques ;
- mettre en place les pratiques courantes des autres pays pour renforcer la compétitivité de leurs entreprises sur l'ensemble des éléments de coûts, notamment en valorisant les solutions apportées par les industriels au système énergétique français (cogénérations, effacements) ;
- rétablir la compétitivité d'accès au prix du gaz naturel pour les énergie-intensifs.

Si le diagnostic sur la nécessité de mesures d'accompagnement rassemble un consensus des participants, des acteurs s'opposent en revanche fortement aux modalités ici proposées, considérant que la prolongation du parc nucléaire et le rétablissement de la compétitivité d'accès au prix du gaz naturel pour les énergie-intensifs sont en opposition avec la volonté de transition énergétique et de respect des objectifs climatiques. Selon l'un des acteurs, la question de la compétitivité sur le long terme est bien plus à chercher dans les économies de process. Les modalités ici proposées auraient comme effet de renvoyer à plus tard l'adaptation à l'énergie chère et priverait l'industrie française d'une source de compétitivité à long terme.

Un autre acteur estime que le rééquilibrage de compétitivité vis-à-vis des partenaires commerciaux doit se faire par la diplomatie en recherchant une réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de l'Union européenne et de l'économie mondiale, et non pas par l'accroissement de la faculté de nuisance de notre économie. Il propose que soit menée par la diplomatie une renégociation des contrats d'approvisionnement en gaz qui sont pour l'instant clairement désavantageux par rapport à ceux dont bénéficient nos partenaires, sous réserve que toutes les mesures soient prises au niveau européen pour la mise en place d'une réglementation carbone efficace afin de prévenir tout effet rebond sur les émissions. Il est hostile à toute mesure visant à freiner la sortie du nucléaire impliquant les industries, ou à engager la France dans l'exploitation de son potentiel fossile non-conventionnel, comme le sous-tend, selon lui, la rédaction de cette proposition.

Enfin d'autres mesures ont été proposées, comme par exemple :

- soutenir l'innovation industrielle pour fournir des services énergétiques à moindre coût grâce à l'efficacité énergétique, à travers notamment des appels à manifestation d'intérêt sur les systèmes éco-efficaces dans le cadre des investissements d'avenir ;
- alléger sur une durée limitée la fiscalité énergétique des industries énergies-intensives dans le cadre d'accords « act or pay » : les exonérations sont alors définies sectoriellement sous condition d'investissement dans l'efficacité énergétique. Le dispositif pourra cibler en priorité les industries énergies-intensives mais peut être élargi au-delà.

## h. Financer le nouveau modèle de transport et de mobilité

---

Le thème de la mobilité des biens et des personnes est trop important et complexe sur les plans économique, social et environnemental, pour être traité dans un laps de temps aussi court et en l'absence de nombreux bénéficiaires ou acteurs.

Le groupe s'associe à la demande du groupe de travail sur l'efficacité et la sobriété énergétique relative à une table ronde :

- rassemblant, outre les parties prenantes, les représentants de tous les bénéficiaires et de tous les acteurs de la mobilité (y compris ceux de la route et de l'aérien) ;
- fondée sur des analyses coûts-bénéfices indépendantes, incluant les bilans carbone et financiers de création d'infrastructures nouvelles ;
- dont l'organisation serait préalablement fixée et ferait l'objet d'une large information et d'une durée suffisante.

Il faut prendre en compte et financer en partie :

- le report modal, vers les modes collectifs tant ferroviaires que routiers, qui devra être fondé sur une analyse coûts-bénéfices indépendante portant sur les enjeux économiques, sociaux et environnementaux de la mobilité des biens et des marchandises ;
  - pour la voiture individuelle, il est également important de prendre en compte sa durée de vie qui excède difficilement 10 à 12 ans, ce qui permet donc d'envisager un renouvellement total d'ici 2050, à travers 3 cycles de vie complets d'ici là ;
  - les changements liés à l'évolution des motorisations des véhicules de transport de personnes et de marchandises (développement des véhicules hybrides et électriques, à pile à combustible, gaz) et aux autres innovations technologiques permettant des économies d'énergie (systèmes de transport intelligent, carburant, pneumatiques, etc.) ;
  - les nouvelles pratiques d'auto-partage, de covoiturage, le télétravail ainsi que l'ensemble des mesures contribuant à accroître l'efficacité énergétique du système de transport (interopérabilité et complémentarité entre les modes, développement des systèmes de transport intelligents) ;
  - le renforcement des financements de communication pour la promotion aux niveaux national et local des mobilités douces (transports collectifs, transport à la demande, covoiturage, auto-partage, vélo, marche à pied) en insistant sur les bénéfices économiques, écologiques mais aussi sanitaires pour les mobilités actives ;
  - la mise en place d'une indemnité kilométrique domicile-travail pour les trajets à vélo ;
  - la fin des remboursements de frais directs de déplacements en véhicules individuels ou professionnels (non consensuel) ; ceci doit s'accompagner dans les entreprises par du dialogue social (plans de déplacement d'entreprise négociés) ;
  - l'évolution du régime de remboursement des frais réel sur imposition des personnes physiques.
- 
- ***Assurer le financement des infrastructures au service de la transition énergétique, notamment en faisant évoluer la taxe kilométrique poids lourds***

La taxe kilométrique poids lourds est un levier nouveau pour participer au financement des infrastructures. Ce financement doit cependant se faire dans un souci d'efficacité économique et écologique servant à optimiser l'ensemble du système de transport et dans un souci d'équilibre financier entre les modes.

Elle pourrait être renforcée par les actions suivantes :

- en devenant un outil de financement de la transition énergétique dans les transports via le **fléchage de ses recettes vers les alternatives au routier et à l'aérien**. A minima, l'Agence de financement des infrastructures de France (AFITF) ne participera plus aux financements des opérations de développement du réseau routier national, ni des aéroports ;
- le développement des modes tant routiers que ferroviaires ou aériens qui sont les plus soutenables au regard d'analyses coûts bénéfiques indépendantes ;
- en devenant incitative : son taux devra être revu à la hausse afin de donner un vrai signal prix et **son paramètre d'application élargi**. Les productions agricoles qui n'ont aucune autre alternative que le transport routier devront être exonérées de cette taxe pour éviter toute distorsion de concurrence avec les produits importés. Le réseau routier national non concédé sur lequel s'appliquera la taxe kilométrique poids lourds (TKPL) représente environ 10 000 km. 800 km de ces routes, considérées à faible trafic (moins de 800 véhicules jours en moyenne annuelle) ont été exonérées. Ces itinéraires, souvent situés dans des zones à forts enjeux environnementaux (montagnes), risquent de devenir à terme des itinéraires de détournement pour éviter l'acquiescement de la TKPL ;
- de même, le réseau routier géré par les collectivités locales sera concerné sur environ 5 000 km, soit seulement 0,5 % du réseau local. Plusieurs conseils généraux ont d'ailleurs fait le choix de ne pas retenir d'itinéraires soumis à la TKPL dans leur département. Une extension des routes soumises devra être envisagée si les collectivités locales ne veulent pas qu'elles deviennent des itinéraires de substitution. Par ailleurs la moyenne de perception au véhicule kilomètre de l'écotaxe (12 ct) est largement inférieure aux possibilités données par la directive eurovignette 3 (17 ct). Les recettes augmenteront et pourront de fait financer davantage d'infrastructures de la transition énergétique ;
- aujourd'hui simple outil de tarification de l'usage des infrastructures routières, l'écotaxe poids lourds pourrait être davantage modulée en fonction des performances énergétiques et environnementales des véhicules, en tenant compte par exemple des nuisances sonores, dans les conditions de la dernière révision de la directive européenne eurovignette. Cette disposition est un signal fort et un outil incontournable pour l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de polluants poursuivi à condition que le passage vers un autre mode soit possible et/ou que l'ensemble des acteurs concernés par le transport de marchandises (chargeurs et transporteurs) aient les ressources financières pour adapter et renouveler les flottes de véhicules ;
- augmenter significativement la redevance domaniale pour l'AFITF (ou une mesure de transition écologique pour la préservation de la biodiversité) ;
- certains acteurs proposent que les investissements dans les travaux de régénération du réseau ferroviaire et du développement des transports collectifs puissent être facilités par l'augmentation de deux autres taxes en particulier, dans une logique de report modal de la route vers le train ;
- certains acteurs demandent l'augmentation de la taxe d'aménagement du territoire afin de financer le développement du ferroviaire plutôt que le réseau autoroutier ;
- étendre le versement transport aux régions pour financer le report modal vers le rail.

D'autres acteurs sont hostiles à toute augmentation du versement transport et à son extension au territoire régional, quelle que soit sa forme additionnelle ou interstitielle, en indiquant que les employeurs financent déjà 45 % des réseaux. Par ailleurs, il n'y a pas de compétences nouvelles aux régions dans le projet de texte sur la décentralisation, donc pas de nécessité de recettes nouvelles.

Ainsi, avant de proposer tout élargissement ou augmentation de la taxe poids lourds, il serait préférable de prendre la mesure de son impact tant en termes de report modal que du point de vue économique, après son entrée en vigueur. En effet, son impact sur le report modal risquant d'être limité, l'impact le plus attendu est une augmentation des prix du transport qui dans un premier temps va fragiliser les entreprises, risque d'entraver la compétitivité du site France et pourrait *in fine* se répercuter sur les consommateurs.

S'il doit y avoir malgré tout une augmentation de cette taxe, des compensations financières devraient pouvoir être mises en place afin de rendre ce surcoût plus soutenable pour les entreprises de transport de marchandises et les inciter à utiliser les véhicules les plus propres (par exemple, mesures de soutien au renouvellement des flottes), notamment pour les entreprises n'ayant pas d'alternative pertinente et compétitive au transport par camions.

- ***Faire évoluer la fiscalité et les charges sur les carburants en lien avec le comité sur la fiscalité écologique***

Pour inciter à maîtriser les consommations de carburants, deux options ont été dégagées par le groupe :

- une contribution énergie climat ;
- ou une contribution spécifique pour la transition énergétique dans les transports sur l'assiette des carburants automobiles.

Les dépenses fiscales dommageables à l'environnement et bénéficiant aux modes de transports les plus émetteurs de gaz à effet de serre et consommateurs d'énergie sont particulièrement importantes dans le secteur des transports. Aujourd'hui, le transport routier et aérien bénéficie d'exonérations de taxe au titre de la TICPE (remboursement partiel de la TIC aux transporteurs routiers, absence de taxation du kérosène utilisé dans l'aviation, etc.).

Certains membres du groupe portent des propositions non consensuelles comme :

- alignement progressif du taux de taxe sur le diesel au niveau de celui de l'essence (modalités à définir suite aux conclusions du comité sur la fiscalité écologique). Un acteur considère que l'ajustement par le haut serait dramatique pour le pouvoir d'achat ;
- suppression de l'exonération de taxes (TICPE et TVA) sur le kérosène sur les vols intérieurs. Certains membres du groupe pensent qu'une telle mesure ne peut s'envisager qu'au niveau international ;
- certains membres rappellent que la suppression progressive de ces niches fiscales, accompagnée de la mise en place de dispositifs permettant d'accompagner la reconversion des filières concernées et de réduire l'impact sur les ménages les plus vulnérables, est une condition essentielle de la réussite de la transition énergétique dans le secteur des transports.

## **i. Pour une réponse européenne**

- ***La transition énergétique doit être une priorité politique européenne***

La transition énergétique mérite de s'inscrire dans une dynamique européenne forte. Le budget européen devrait ainsi refléter des ambitions fortes en ce sens autant en ce qui concerne les montants alloués pour les politiques climatiques et énergétiques que sur les ambitions de ces politiques publiques européennes<sup>51</sup>. Il est également nécessaire de renforcer la cohérence des plans et soutiens publics européens à la transition énergétique.

---

<sup>51</sup> L'étude du WWF European Policy Office Investing for the future : more jobs for a greener EU budget montre qu'un investissement de 1 Md€ du budget européen sur 1 an dans les secteurs de l'économie verte serait en mesure de créer respectivement : 53 000 emplois dans le



- ***Mobiliser plus fortement les dispositifs européens existants***

À partir de l'état des lieux réalisé par le groupe des experts, il apparaît que la France peut mobiliser plus fortement les dispositifs européens existants pour financer une partie de sa transition énergétique.

La France ne mobilise en effet des instruments d'ingénierie financière que pour 2 % des fonds Feder (et uniquement le fonds Jeremie pour les PME) quand des pays comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni les mobilisent à hauteur respectivement de 8 et 10 %, toutes thématiques confondues.

Le Feder est le principal instrument pour le financement d'investissements dans la transition énergétique. Sur la période 2007-2011, 468 M€ ont été dépensés pour le Feder en France sur les thématiques énergétiques, dont 250 M€ sur l'efficacité énergétique et 209 M€ sur les ENR<sup>52</sup>.

La France est très en retard pour l'utilisation de ces instruments, mobilisés aujourd'hui par quelques régions seulement pour le financement des PME (initiative Jeremie). Quelques autres régions étudient la mobilisation du dispositif Jessica pour des investissements pour le développement urbain, notamment des rénovations énergétiques, mais aucune ne l'a encore mis en place effectivement.

Il faut mobiliser au maximum les fonds structurels européens disponibles pour des investissements liés à la transition énergétique. Pour cela, une clarification des règles au niveau national peut être nécessaire. En particulier, les modalités d'usage des fonds structurels au travers d'instruments financiers, fortement encouragés par la Commission, doivent être clarifiées. Le concept d'investissement territorial intégré (ITI), permettant l'usage combiné des fonds Feder et FSE, doit être défini précisément, d'autant qu'il semble particulièrement pertinent sur la rénovation énergétique du logement (permet de répondre à la fois aux objectifs d'efficacité énergétique, de lutte contre la pauvreté, de soutien au développement de compétence et en particulier aux emplois verts).

- ***La France doit pousser à des objectifs européens renforcés à 2030 afin de dynamiser le marché des quotas de CO<sub>2</sub>***

Le groupe propose que les recettes tirées de la mise aux enchères des quotas dans le cadre du système européen d'échange des quotas de CO<sub>2</sub> soient affectées à la transition énergétique.

Les recettes fiscales engrangées par l'État via ce mécanisme dépendent du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché et de la part des quotas alloués à titre gratuit. À ce titre, l'affectation de 550 M€ provisionnés pour l'ANAH en 2013 pourrait être fragilisée sans relèvement du prix du quota de CO<sub>2</sub>.

Entre 2013 et 2020, les recettes pourraient atteindre 20 Md€ à l'échelle européenne à un prix du CO<sub>2</sub> à 27 € la tonne. Avec un prix d'environ 7 €, supérieur au niveau actuel, les recettes sont évaluées à 10 Md€.

Pour certains acteurs, la mesure proposée par la Commission européenne visant à geler 900 millions de quotas de CO<sub>2</sub> est indispensable.

---

secteur des énergies renouvelables, 30 000 dans le secteur de la protection de la biodiversité, 26 000 dans le domaine de l'efficacité énergétique et 22 000 dans le secteur des transports durables. WWF EPO (2012) : <http://www.wwf.eu/?uNewsID=203389>

<sup>52</sup> Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'ouverture du Feder aux travaux sur le parc de logement social, autorisée depuis 2009. L'enveloppe mobilisable à ce titre est de 230 M€.

Au-delà de cette intervention urgente, des mesures structurelles sont nécessaires : un rehaussement de l'objectif européen de réduction des émissions de gaz à effet de serre à -30 % en 2020 pour certains, assorti d'une mise de côté d'1,4 milliard de quotas excédentaires, permettrait d'augmenter le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>. Le cas échéant, deux mesures structurelles seraient équivalentes : la suppression définitive de 2 milliards de quotas excédentaires (surplus accumulé dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission (ETS) jusqu'à aujourd'hui) et le passage en 2014 à un taux de réduction linéaire des émissions de gaz à effet de serre des secteurs couverts par l'ETS de 1,74 % à 2,6 %.

En appliquant ces deux mesures, la France pourrait percevoir un total de 10,1 Md€ entre 2013 et 2020 (soit 1,45Md€ par an en moyenne), disponibles pour la transition énergétique en France et dans les pays en développement.

Des objectifs ambitieux pour le nouveau paquet énergie-climat pour 2030, ainsi que des mesures structurelles de moyen et long terme sur le marché ETS (objectif de réduction linéaire plus ambitieux, suppression du surplus de quotas etc.) feront de la mise aux enchères des quotas une source de financement plus prévisible et importante.

Certains membres du groupe proposent que les revenus générés par la mise aux enchères des quotas de CO<sub>2</sub> soient affectés à la transition énergétique et aux actions de lutte contre le changement climatique dans les pays en développement.

Les autres membres du groupe estiment qu'un relèvement significatif du prix des quotas de CO<sub>2</sub> doit s'accompagner de mécanismes forts de compensation pour les entreprises énergie-intensives et soumises à la concurrence internationale impactées.

Un acteur juge qu'il n'est pas pertinent de suivre simultanément trois objectifs (les 3x20) qui peuvent entraîner des résultats contradictoires : hausse des prix considérable en Allemagne, titrisation de 40 Md€ de charges irrécupérables pour les électriciens espagnols. Il estime plus utile de se focaliser sur un objectif principal.

▪ ***Pour une communauté européenne de la transition énergétique***

La réussite de la transition énergétique française sera étroitement liée à la construction d'un réseau électrique européen intégré et intelligent se basant sur la technologie des « smart grid<sup>53</sup> » et le changement de mix énergétique devra se faire, pas seulement d'un point de vue technique, en lien avec les États frontaliers. La proposition de Notre Europe-Institut Jacques Delors « Pour une communauté européenne de l'énergie »<sup>54</sup>, un projet de coopération renforcée des États membres en matière de politique énergétique, apporte plusieurs éléments de réflexions ainsi que des propositions d'ordres économique et financier.

À titre d'exemple, les initiatives régionales en électricité et en gaz, créées en 2006 par la Commission européenne, pourraient être davantage promues auprès des collectivités locales et, en coordination avec la CRE<sup>55</sup> (Commission de régulation de l'énergie), les initiatives françaises déjà existantes devraient être valorisées afin d'enrichir les instruments à disposition des collectivités pour le développement économique des territoires.

---

<sup>53</sup> Un acteur préconise l'emploi de la terminologie de réseau intégré et communicant (plutôt que intelligent, traduction approximative de smart). Il estime que ce réseau doit être construit sur la base d'une autonomie la plus poussée possible des territoires. Selon lui, le niveau local est le plus accessible techniquement et le plus contrôlable démocratiquement et les liaisons entre réseaux locaux sont absolument nécessaires mais ne peuvent pas être conçues pour gérer des flux gigantesques.

<sup>54</sup> Notre Europe – Institut Jacques Delors (2010), « Pour une communauté européenne de l'énergie », S.andoura, L. Hancher, M. Van Der Woude : [http://www.notre-europe.eu/media/Etud\\_Energie\\_fr.pdf](http://www.notre-europe.eu/media/Etud_Energie_fr.pdf)

<sup>55</sup> La Commission européenne a créé les Initiatives régionales en 2006 avec l'objectif de faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz par le biais d'actions concrètes. La CRE participe activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières française : <http://www.cre.fr/international/union-europeenne/initiatives-regionales>

Au-delà de ces éléments, un acteur propose l'inscription de cette communauté dans les objectifs des 3x20 pour 2020 et des engagements pour 2030 tels que pris par le Parlement européen le 21 mai 2013. De plus, il souhaite une mise en cohérence avec le traité de Lisbonne et son titre 10 : énergie, en particulier l'alinéa c) promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ; le renforcement de la standardisation (directive ecodesign) ; le renforcement de la mobilisation des territoires et des citoyens par des initiatives comme la convention des maires, le transfert de la gestion des fonds Feder aux régions, les programmes d'ingénierie sociale comme Énergie intelligente Europe.

## **j. Considérer la réduction des besoins comme une clef essentielle de la réussite économique de la transition énergétique**

Préalablement à l'ensemble de ces recommandations, une partie des membres du groupe de travail considère que, quelles que soient les décisions sur le bouquet énergétique, quel que soit le scénario adopté, quelle que soit l'évolution des dispositifs de financement, la sobriété est le principal déterminant pour réduire les dépenses énergétiques du pays et de l'ensemble des acteurs en parfaite cohérence avec les objectifs européens d'efficacité énergétique et de la loi POPE concernant l'intensité énergétique.

Selon eux, la clé d'entrée principale des scénarios est la demande énergétique : l'efficacité et la sobriété énergétique sont dimensionnantes.

Les secteurs du bâtiment et de l'énergie sont particulièrement visés, mais on a vu plus haut que certains produits importés contribuent très fortement, indirectement, à nos émissions.

En outre, si l'amélioration de l'efficacité énergétique nécessite des investissements importants, identifiés, à répartir dans le temps, la sobriété, qui ne nécessite pas d'investissement, fait appel à une remise en cause des mécanismes de prise de décision (éloignement des lieux d'habitat et d'activité par exemple).

Ces deux actions peuvent aussi converger (lors de la réalisation de travaux d'isolation, la mise en place en parallèle de gestes économes vient participer à l'efficacité énergétique et économique de l'opération).

Sur le plan financier :

- l'efficacité commande d'agir sans tarder pour anticiper la montée en charge des besoins de financement ;
- la sobriété, dont certains résultats et retours financiers sont rapides (gestes et comportements vis-à-vis du chauffage ou de l'électricité notamment), nécessite un renforcement des structures existantes d'accompagnement des acteurs et la création de politique de sobriété dans la cadre des plans climat énergie territoriaux et des (PCET) et des schéma régionaux climat air énergie (SRCAE).

Une partie des membres du groupe de travail recommande donc la mise en œuvre d'une stratégie de la sobriété, déclinée aux différents niveaux institutionnels, initiée dès la loi de programmation énergétique, comprenant un diagnostic des gisements d'économie potentielle, une lecture de chaque décision institutionnelle à la lumière de son impact en termes de sobriété énergétique et un programme d'accompagnement des acteurs.

Une autre partie des membres du groupe de travail réfute fermement cette analyse et les recommandations qui s'en suivent.

Certains membres du groupe précisent également qu'à l'instar de l'Allemagne, la France doit opter pour la définition large des méthodologies éligibles à la directive EE (article 7.9) et non pour la définition étroite prônée par la DGEC (article 7.1). Ils précisent que si l'on se place dans une situation de départ où l'énergie est très carbonée, il y a bien sûr un lien mécanique entre baisse de consommation et baisse des émissions. En revanche, à partir du moment où l'énergie est très décarbonée (EnR, hydraulique, nucléaire, biogaz) l'arbitrage économique doit reposer sur la comparaison : coût du MWh décarboné produit / coût du MWh économisé.

#### **k. Autres propositions non consensuelles**

---

D'autres propositions faisant l'objet de dissensions, fortes pour certaines d'entre elles, limitées pour d'autres, sont présentées ici.

- ***Maintenir les actifs existants pour dégager des sources de financement de la transition énergétique***

Le maintien des actifs existants au maximum de leur durée de vie pourrait être envisagé sous réserve d'une mise à niveau rendue nécessaire par les contraintes réglementaires en termes de sûreté notamment<sup>56</sup>. Cela permettrait d'éviter d'ajouter aux coûts de la transition énergétique des coûts échoués importants et de lisser dans le temps les besoins en investissement. Par ailleurs, pour les acteurs qui portent cette mesure, les rentes dégagées par le maintien des actifs existants dégageraient un levier important pour le financement de la transition énergétique.

On peut citer sur ce sujet la Cour des comptes qui indique dans son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire (2012) que la durée de fonctionnement des centrales du parc actuel constitue une donnée majeure de la politique énergétique. Elle a un impact significatif sur le coût de la filière en permettant d'amortir les investissements sur un plus grand nombre d'années. D'autre part, elle repousse dans le temps les dépenses de démantèlement et le besoin d'investissement dans de nouvelles installations de production. Les dividendes du parc nucléaire amorti sont encore devant nous et méritent d'être mobilisés et répartis stratégiquement, au service d'une politique énergétique à la fois compétitive et écologique.

Pour ceux qui s'opposent fermement à cette mesure, le maintien ou non des capacités nucléaires doit résulter de choix politiques (part du nucléaire dans le bouquet énergétique électrique) et de contraintes de sécurité. En outre, comme on l'a vu plus haut, le dérèglement du marché électrique lié à la surproduction nécessite un rééquilibrage du bouquet énergétique de manière à développer les énergies renouvelables. Une baisse de moyens de production nucléaire est donc nécessaire pour accompagner la transition énergétique.

- ***Utiliser l'exploitation des gaz de schiste comme un moyen de financer la transition énergétique***

La part du gaz dans la consommation d'énergie primaire est de 15 % en France contre 24 % en moyenne dans l'Union européenne. Pourtant, notre pays dispose de sources d'approvisionnement en gaz géographiquement variées et d'une bonne logistique gazière. Le gaz est une énergie abondante, dont l'impact sur l'environnement est modéré. À titre d'exemple, le remplacement des anciennes centrales au charbon permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 60 à 70 % par kWh.

Or, la France dispose de gisements nationaux importants, sous deux formes :

- 180 TWh de biogaz issu des déchets (agricoles, ménagers, eaux usées)<sup>57</sup> ;
- un potentiel de gisements de gaz de schiste supposé le plus important en Europe avec la Pologne (AIE).

---

<sup>56</sup> Certains acteurs souhaitaient la suppression de cette mesure.

<sup>57</sup> Selon une étude commandée par l'ADEME pour estimer les gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation en France et déterminer la production d'énergie possible d'ici à 2030, le potentiel serait de l'ordre de 133 millions de tonnes de substrats représentant 70 TWh en énergie primaire, mais la part mobilisable serait de 56 TWh en énergie primaire (à paraître en juin 2013).

Dans le cadre de la transition énergétique, le gaz peut permettre d'atteindre les objectifs de développement des ENR en maîtrisant l'impact sur la compétitivité, de plusieurs façons :

- de façon indirecte, en apportant la flexibilité nécessaire pour compenser le développement des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque), dans la production d'électricité ;
- de façon directe, par le développement de l'exploitation des biogaz ;
- les infrastructures gaz (réseaux notamment) peuvent être utilisées pour valoriser les surplus de production fatale d'électricité (injection d'hydrogène dans les réseaux, « power to gas ») ;
- le développement du gaz dans les transports terrestres longues distances ou fluvial et maritime peut également être intéressant.

Néanmoins, l'Europe et la France souffrent aujourd'hui d'une baisse de compétitivité du prix du gaz naturel. La décision de madame Merkel d'autoriser l'extraction de gaz de schiste sous condition, nouvelle initiative en faveur de la compétitivité de l'économie allemande, devra certainement conduire, d'une manière ou d'une autre, à un infléchissement de la position française, afin d'éviter de faire prendre de nouvelles années de retard à notre pays. Les travaux en cours de la Commission européenne pour garantir des modalités d'exploitation respectueuses de l'environnement fourniront un cadre adapté à cette réorientation. Dans un contexte international très concurrentiel, la France ne doit pas se priver d'examiner l'opportunité de recourir à des ressources fossiles domestiques dans des conditions qui soient respectueuses de l'environnement. Celles-ci lui permettraient d'assurer une partie de son indépendance énergétique et, par là, une amélioration tant de sa balance commerciale que de sa compétitivité coût.

Et, à l'instar de ce qui se fait aux États-Unis, les dividendes générés par une exploitation des gisements de gaz de schiste respectueuse de l'environnement, méritent également d'être mobilisés et répartis stratégiquement, au service d'une politique énergétique à la fois compétitive et écologique.

Cette proposition est très vivement contestée par les autres acteurs. Pour certains, elle n'a d'abord jamais été abordée lors du groupe de travail.

Sur l'intérêt de cette proposition, celle-ci est jugée totalement contradictoire avec la notion même de transition énergétique, écologique, et de durabilité de notre développement.

Certains acteurs rappellent que la question des fuites de méthane (« fugitive methane ») est actuellement une question largement soulevée<sup>58</sup>. Ils estiment que l'exploitation des gaz de schiste n'est pas une option si la France souhaite respecter ses objectifs en matière de lutte contre le changement climatique.

Les fuites de méthane accompagnant l'exploitation des gaz de schistes rendent le bilan climat de ces derniers plus nocif que celui des centrales à charbon, au regard du pouvoir de réchauffement global très important du méthane par rapport à celui du CO<sub>2</sub>.

Plusieurs études sont venues confirmer le taux de fuite important de méthane résultant de l'exploitation des gaz de schistes<sup>59</sup>.

Par ailleurs, dans son rapport annuel publié le 12 novembre, intitulé World Energy Outlook 2012, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) préconise de laisser dans le sol plus des deux tiers des réserves prouvées de combustibles fossiles. L'AIE écrit en effet que « notre consommation, d'ici à 2050, ne devra pas représenter plus d'un tiers des réserves prouvées de combustibles fossiles » afin de ne pas dépasser les 2 °C de réchauffement global maximal d'ici la fin du siècle.

---

<sup>58</sup> Comme l'attestent les deux initiatives suivantes : The Global Methane Initiative et UNEP's Climate & Clean Air Coalition on Short-Lived Climate Pollutants.

<sup>59</sup> Ainsi, une récente étude américaine a observé des fuites de l'ordre de 9 % de méthane sur les puits des champs gaziers et pétroliers du bassin d'Uintah (Utah).

Face à cette surabondance des énergies fossiles conventionnelles, l'exploitation des ressources non conventionnelles n'a pas de sens si on souhaite éviter un changement climatique dangereux et irréversible.

Certains arguent du fait que les gaz non conventionnels permettront, en se substituant à d'autres énergies fossiles, d'assurer la transition vers une économie peu émettrice de gaz à effet de serre. Cet argument mérite d'être largement relativisé. Un rapport du Tyndall Center University of Manchester de janvier 2011 constate ainsi : « Il est possible qu'un certain niveau de substitution se produise [...] mais dans le monde actuel, dans lequel la demande mondiale en énergie augmente et sans contrainte sérieuse sur les émissions de gaz à effet de serre, il existe une faible incitation à s'orienter vers des combustibles peu émetteurs [...]. Il est ainsi difficile d'envisager une autre situation que celle dans laquelle les gaz de schistes sont largement utilisés en supplément des autres réserves d'énergies fossiles, alourdissant ainsi le problème du changement climatique ». Exploiter le gaz naturel non conventionnel en France aura forcément un impact au niveau mondial, à savoir la baisse du prix du gaz et, de ce fait, l'augmentation de sa consommation avec, in fine, une augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Le Conseil général de l'environnement et du développement durable du ministère de l'Ecologie, constatait ainsi lui-même, dans un rapport de février 2013 sur l'atteinte du facteur 4 en France, que « quand, dans un périmètre donné, la ressource d'énergie augmente toutes choses égales par ailleurs, les prix baissent et la consommation augmente. Il y a une élasticité entre l'offre et la consommation (qui peut être différente à court et à long terme). Sauf taxation adéquate, la croissance (ou la moindre décroissance) de la consommation contrariera l'effet espéré de la moindre émission unitaire. »

En termes de création d'emploi, ils tiennent à rappeler que des stratégies alternatives de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique sont beaucoup plus bénéfiques et à moindre coût pour le climat : ainsi, comme rappelé dans le cahier de mars 2013 de Global Chance, un rapport de HIS a fait état d'un investissement de 19 milliards de dollars pour la création de 76 000 emplois dans les gaz de schistes aux États-Unis.

Or, selon l'ADEME, les investissements supplémentaires de 4 milliards d'euros dans les énergies renouvelables entre 2006 et 2012 ont permis de créer 36 000 emplois en France soit 110 000 euros par emploi (contre 200 000 euros par emploi pour les gaz de schistes aux États-Unis). Dans l'habitat, les économies d'énergie et les investissements réalisés en la matière en France ont été encore plus profitables avec un emploi créé pour 50 000 euros investis.

Enfin, ils rappellent que la France a légiféré sur cette question. Ils notent que les États-Unis, en pointe dans l'exploitation des gaz de schiste, ne sont guère exemplaires en matière d'empreinte carbone et que des voix s'y élèvent pour contester y compris le modèle économique de cette exploitation.

Les émissions carbone directes et indirectes sont encore insuffisamment connues (notamment celles liées aux fuites de méthane pouvant être importantes pour les exploitations de gaz de schiste et totales pour celle des huiles de schistes) : certaines études estiment que l'impact CO<sub>2</sub> des gaz de schiste est proche de celui du charbon. En outre, aucun des quatre scénarios étudiés dans le cadre du débat national ne fait appel à cette ressource.

- ***Étudier l'opportunité de création d'un fonds public indépendant, géré par la Caisse des dépôts et consignations, dédié au démantèlement du nucléaire, et son affectation au financement de la transition énergétique***

Le fonds aurait une double vocation :

- gérer les provisions prévues pour le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs et, le jour venu, en prendre en charge le financement ;
- d'ici là, financer la transition énergétique grâce aux sommes collectées et gérées de façon sécurisée et transparente.

Cette proposition fait suite au rapport de la Cour des comptes de janvier 2012 et à celui de la CNEF de juillet 2012. Ces rapports soulignent à la fois que, faute de précédents et d'expériences, les charges de démantèlement et de gestion des déchets sont difficiles à estimer et « relèvent de très fortes incertitudes » et que les provisions gérées dans les bilans des opérateurs du nucléaire, pour reprendre les termes de la Cour des comptes, sont « opaques, volatiles et peu diversifiés » et que leur gestion n'est donc pas satisfaisante.

En France, le caractère incertain du chiffrage et sa sous-estimation amènent à s'interroger sur la capacité d'anticipation et de projection à long terme de la filière électronucléaire ainsi que sur sa capacité financière à couvrir les coûts futurs de l'énergie d'aujourd'hui. Cela fait porter sur les générations futures une grande partie du coût de l'énergie nucléaire utilisée hier et aujourd'hui.

Dans un premier temps, le fonds serait progressivement abondé par les sommes provisionnées dans les comptes des opérateurs du nucléaire – EDF/Areva/CEA pour l'essentiel. Par la suite, le fonds serait financé auprès des opérateurs sur chaque kWh nucléaire produit, de façon à ce que le montant du fonds atteigne dans 20 ans le coût du démantèlement. Ce prélèvement supplémentaire sera réactualisé à la hausse ou à la baisse régulièrement en fonction des données de terrain.

La nouveauté proposée par ce fonds, géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans le cadre de ses missions d'intérêt général, réside dans sa double vocation : en plus d'une gestion sûre et transparente des provisions prévues pour le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs, le fonds constitue une solution innovante pour financer les besoins de la transition énergétique.

Son soutien sera fléché vers les collectivités locales, l'État, les entreprises et les particuliers pour faire face aux investissements à réaliser et dont le retour est par nature long car basé sur les économies d'énergie futures. Marginalement, il interviendra aussi dans le financement de l'innovation énergétique, comme le stockage de l'énergie. Ces acteurs trouveront auprès d'opérateurs financiers de qualité, partenaires du fonds, les liquidités nécessaires à leurs investissements. Le fonds n'investira donc pas en direct mais interviendra en permettant l'accès à une liquidité de long terme, à un prix raisonnable, pour répondre aux besoins de financement à long terme de la transition énergétique. Le retour sur investissement, long, sera calé sur l'échéancier des opérations de démantèlement du parc nucléaire.

Tout en reconnaissant l'intérêt de principe de cette proposition – tant pour maîtriser le financement du cycle aval du nucléaire que de contribuer d'ici sa fin de vie aux investissements nécessaires à la transition énergétique – le groupe a souhaité connaître l'impact de la création du fonds sur le prix du kWh nucléaire.

Pour ces acteurs, une évaluation de l'impact de cette proposition sur le prix du kWh d'énergie nucléaire ainsi que sa faisabilité est nécessaire.

À noter enfin que la création d'un fonds indépendant a déjà fait l'objet d'une proposition de loi en 2006.

Certains membres du groupe de travail récusent fermement toute démarche pouvant conduire d'une manière ou d'une autre à détourner de leur objet les provisions constituées par les opérateurs nucléaires pour garantir le financement du démantèlement des installations et de la gestion des déchets nucléaires et s'opposent donc à cette mesure. Ils rappellent qu'à leurs yeux la loi de 2006 a organisé de manière très stricte les conditions d'évaluation, de provisionnement et de gestion de ces provisions.

Le groupe demande donc une évaluation globale de la faisabilité de cette proposition au groupe des experts.

▪ ***Préconisations pour le financement de la transition énergétique sur les territoires***

Cette mesure résulte d'une mise en cohérence de plusieurs propositions ciblées impliquant les collectivités et discutées de manière séparée dans le groupe et lors de la présentation jointe en annexe 10.

La transition énergétique se développera sur le terrain et nécessite donc une implication forte des collectivités locales. Dans un contexte de tension extrême pesant sur les finances publiques locales, de nouveaux leviers de financement doivent être identifiés pour donner des marges de manœuvre aux collectivités locales et leur permettre de jouer pleinement un rôle moteur essentiel.

Un acteur propose notamment de faire appel au cercle vertueux de l'économie circulaire territoriale, grâce à l'implication des acteurs locaux ayant un intérêt commun à agir, à condition de créer un cadre favorable grâce à quelques évolutions règlementaires ou tarifaires.

Ce développement supplémentaire dégagerait en outre des ressources fiscales et sociales pour l'État, sans compter l'amélioration de la balance commerciale dès lors que la production d'énergie renouvelable (ENR) est décuplée par la demande collective.

Pour que ce mode de développement vertueux (économie, social, environnemental, solidarité territoriale et gouvernance) puisse être opérationnel, plusieurs décisions s'imposent selon lui.

Projets ENR à l'initiative des collectivités territoriales :

- la suppression des appels d'offres pour les collectivités dans le cadre des projets éoliens et photovoltaïques classiques ;
- la bonification du tarif de l'obligation d'achat pour les projets à majorité publique (les entreprises privées partenaires minoritaires seraient également bénéficiaires de ce tarif bonifié) ;
- la création à l'échelle territoriale de structures d'accompagnement technique, juridique et financier au service des collectivités locales et ce pour tous les domaines liés à l'énergie (maîtrise de la demande d'énergie, production...).

Financement de la transition énergétique à l'échelle territoriale :

- le fléchage des revenus des ENR et la mise en œuvre de fonds de concours régionaux conditionnés à l'engagement des collectivités locales de mettre en œuvre les politiques liées à la transition énergétique (AEU, MDE, maîtrise d'ouvrage publique de la production, rénovation des bâtiments publics, animation du guichet unique de la rénovation...). Ces fonds pourraient utilement être alimentés par une part de FEDER ;
- maintenir l'éligibilité des collectivités territoriales et de leurs groupements aux CEE. La mise en place de guichet de la rénovation sur les territoires pertinents et l'animation financée grâce aux CEE ;
- la simplification nécessaire au développement de la participation et du financement citoyens.

Réforme et optimisation de la CSPE :

- possibilité pour une à deux régions (une en métropole, une en outre-mer) d'expérimenter une CSPE régionalisée ;
- optimisation de l'assiette et des usages de la CSPE (baisse du coût du financement des projets, baisse des coûts de raccordements, rationalisation de l'usage de l'obligation d'achat...) ;
- l'abondement de la CSPE-EnR par une contribution climat énergie.



## Évolutions de la fiscalité :

- revaloriser et indexer les tarifs des impositions forfaitaires sur les entreprises de réseaux – IFER – dont le rendement est sans commune mesure aujourd’hui avec celui qu’apportait la taxe professionnelle. La création de nouvelles composantes territoriales (régionales) des IFER pourra également être envisagée ;
- donner sous réserve de conformité avec l’évolution en cours du cadre réglementaire européen, une dimension locale à la fiscalité sur les énergies sur le modèle de la taxe sur la consommation finale d’électricité (TCF électricité) avec l’engagement de l’affectation d’une part substantielle des recettes à la mise en œuvre des plans climat-énergie territoriaux (PCET) et de schéma régionaux climat air énergie (SRCAE), et des politiques de maîtrise de l’énergie, de lutte contre la précarité énergétique et développement des énergies renouvelables établissant ainsi les conditions d’une meilleure maîtrise de la facture énergétique de la France et des français à moyen et long termes ;
- solution alternative : donner, à titre expérimental, la possibilité à la collectivité concernée, de mettre en œuvre une contribution énergie climat territoriale visant à financer l’accompagnement de la mise en œuvre des PCET, des SRCAE et de la transition énergétique territoriale.

## Liste des participants

### Animation :

Coordinateur: Benoît LECLAIR (ARF)  
 Rapporteur : Matthieu ORPHELIN (FNH) et Philippe ROSIER (MEDEF)  
 Co-rapporteurs : Thibaut LEINEKUGEL LE COCQ (DGEC) et  
 Jean-Marc MOULINIER (CGDD)  
 Secrétariat général : David KREMBEL et Léna SPINAZZE  
 Experts référents : Dominique DRON et Fabien ROQUES

La participation des administrations aux groupes de travail a vocation à permettre la mise à disposition de leur expertise respective sur requête du Groupe de travail.

NOMS	PRENOMS	ORGANISME
ALLAUME-BOBE	Dominique	UNAF
AMAGLIO-TERISSE	Isabelle	MIN ECONOMIE / FINANCES
BARREYRE	Gildas	MEDEF
BAS	Françoise	UNAF
BEAUVISAGE	David	FNCCR
BEHLOULI	Anne	CGPME (observatrice)
BLANC	Nicolas	CAISSE DES DEPOTS
BOUGHEDADA	Louardi	ACUF
BOURGES	Sophie	ESF
BOURGOGNE	Sandrine	CGPME
BRET	Michaël	AXA
BUCAILLE	Alain	GROUPE DES EXPERTS
BUCKI	Jacques	AMF
CAYEUX	Louis	FNSEA
CECI-RENAUD	Nila	Rapporteur CGDD
CHATILLON	Nicolas	BANQUE BPCE
CHOUGUIAT	Alain	UPA

CLAUSTRE	Raphael	CLER
CREACH	Morgane	RAC
CRIQUI	Patrick	GROUPE DES EXPERTS
CROSEMARIE	Pierrette	CGT
DAMAIS	Alain	MEDEF
DEGUET	Gilles	ARF
DELAERE	Pauline	AMF
DELAMARRE	Christine	UNIFERGIE
DENIZOT	Damien	ADCF
DOUILLARD	Pierre	ADEME
DRON	Dominique	GROUPE DES EXPERTS
DUCRET	Pierre	CDC
ELOIRE	Benjamin	ADF
FACON	Jean	FNCRR
FINIDORI	Ether	GROUPE DES EXPERTS
FUSELIEZ	Sabrina	FNSEA
GERMA	Philippe	WWF
GUILBAUD	Michel	MEDEF
HAAS	Jean-Luc	CFE-CGC
HOURCABIE	Guy	ADF
HUET	Sophie	CREDIT AGRICOLE
IMER	Mathilde	REFEDD
JEDLICZKA	Marc	CLER
LAMPIN	Laure	MIN. ECONOMIE/FINANCES
LAPOSTOLET	Bertrand	FONDATION ABBE PIERRE
LAUDON	Isabelle	WWF
LEBER	Jean-Yves	ESF
LECLAIR	Benoît	ARF
LECOQ	Rosalie	CCI France

LEINEKUGEL LE COCQ	Thibault	Rapporteur DGEC
LIMOUSIN	Lorelei	RAC
LOUIS	Georges	CFE-CGC
MARCON	Sylvia	WWF
MASSEUBE	Florian	CGPME
MEINZEL	Thomas	MIN ECONOMIE/FINANCES
MERMET	Emmanuel	CFDT
MESQUIDA	Céline	FNE
MEUNIER	Laurent	ADEME
MIGNOTTE	Kiti	WWF
MILLION	Aurélien	MIN Agriculture
MOUCHNINO	Nicolas	UFC Que Choisir
MOULINIER	Jean-Marc	CGDD
MURER	Philippe	Investisseur individuel
NASSIF	Marion	AMF
NIEUVIAERT	Jean-Jacques	MEDEF
ORPHELIN	Mathieu	FNH
OUSSEDIK	Mohamed	CGT
PAQUIN	Laurent	FNSEA
PHILIBERT	Cédric	GROUPE DES EXPERTS
PORTIER	Nicolas	ADCF
PRIEUR	Jean-Marc	Uniopss
QUICKERT- MENZEL	Dorothee	CLCV
REBOUL	Marine	WWF
REINETTE	Jenna	MIN ECONOMIE / FINANCES
ROBIN	Yves	MIN ECONOMIE
ROQUES	Fabien	GROUPE DES EXPERTS
ROSIER	Philippe	MEDEF

ROY	Nathalie	UPA
SALOMON	Marie-Anne	FNE
SALOMON	Thierry	GROUPE DES EXPERTS
SANCHEZ	Thomas	CDC Climat
SICARD	Jean-Pierre	CDC
SILVENT	Franck	Caisse des dépôts
SIVY	Corentin	GROUPE DES EXPERTS
STEPHAN	Gwénola	AMF
TOSTAIN	Philippe	AMGVF
VOISIN	Stéphane	GOODPLANET
YUNG	Patrice	ADCF

## Annexe 1 - Récapitulatif des investissements sectoriels et projections (Dominique Dron, Groupe des Experts, Avril 2013)

010413 DDron

### RECAPITULATIF INVESTISSEMENTS ET PROJECTIONS Etat au 28 mars 2013 groupe de travail coûts et financements

#### INVESTISSEMENTS ACTUELS

#### I/ BATIMENTS

##### A) Remarques générales

- Des dépenses importantes d'amélioration sont constatées actuellement dans le logement et le tertiaire, dont une bonne part sans aide publique
- Indépendamment des objectifs climatiques et énergétiques, des dépenses de renouvellement et de maintenance sont nécessaires (dites ici dépenses fatales) pour le fonctionnement des équipements
- Les dépenses liées aux objectifs de la transition climato-énergétique ne constituent pas un surcoût important par rapport à ces dépenses fatales ou constatées, même calculées brutes
- L'argent ne fait pas tout : il existe des conditions techniques, humaines et règlementaires au développement des économies d'énergie
- Les évaluations dépendent des périmètres, des scénarios et du scénario de base retenu
- Un travail important avec le groupe mix/scénario est nécessaire pour articuler entre elles les estimations sectorielles

##### B) Les dépenses actuelles d'amélioration et d'entretien des logements et du tertiaire sont importantes

a) Estimations AIE rapportées à la France au prorata du PIB pour le bâtiment sur la période 2010-2050

Scénario fil de l'eau (6degrés) : 343G€ soit 8,6G€ par an sur la période

b) Estimations France

###### 1) Logements

42G€ en 2011 (source FFB)

38,4G€ en 2010 dont 18,7 G€ pour le parc privé et 19,7 pour le parc social (source OPEN Ademe), dont environ 14G€ de dépenses à impact énergétique (dont 30 à 40% sans aide publique –estimation ADEME en cours d'étude pour préciser-)

###### 2) Tertiaire

29G€ en 2011 (source FFB)

c) Coûts moyens des rénovations thermiques

Selon une étude NegaWatt sur 7 opérations en habitat collectif ou individuel réelles en France entre 2008 et 2011 : entre 180 et 350€/m<sup>2</sup> pour l'ensemble des travaux (y compris le non-énergétique) dont 200 à 280€/m<sup>2</sup> pour le seul volet énergétique. (Source Enertech 2006-2011).

Selon DHUP-CSTB, la rénovation thermique des bureaux serait estimée à 225-250€/m<sup>2</sup>

### **C) Les dépenses actuelles sont inégalement réparties au sein de la population**

L'analyse Carbone4 de données INSEE montre que :

- 14% des ménages font des travaux énergétiques tous les ans ;
- plus de la moitié (environ 7M sur 12M) des logements ménages propriétaires appartiennent aux déciles 6 à 10 ;
- un gros tiers des logements réalisés avant 1974 dépensent plus de 15€/m<sup>2</sup> (2,6M) dont plus de la moitié en déciles 6 à 10 ;
- les propriétaires de maisons individuelles antérieures à 1974 (prioritaires) sont à peu près également répartis (sauf décile 1 sous-représenté), et la moitié des maisons d'avant 1974 sont possédées par les déciles 6 à 10 (3,3M logements sur 6,5), qui font plus des deux-tiers des dépenses de travaux (22G€) sur 8M logements au total;
- la capacité financière des ménages chute très fortement entre le cinquième et le quatrième quintile, et le cinquième quintile est propriétaire du quart environ des maisons individuelles antérieures à 1974.

Selon l'enquête OPEN (Ademe), la moitié des ménages faisant des travaux de rénovation énergétique dépensent moins de 4000€, et 25% dépensent plus de 9000€.

### **D) Co-bénéfices des rénovations thermiques**

Le calcul de la rentabilité des travaux ne se borne pas aux économies d'énergie et aux réductions d'émissions de gaz à effet de serre. Il faut y adjoindre plusieurs types de bénéfices :

- économies directes d'énergie
- amélioration de la qualité et du confort du logement, donc de sa valeur patrimoniale
- activités et emplois nationaux (si formation adaptée)
- compétitivité technologique des entreprises
- moindre dépendance vis-à-vis des ressources énergétiques extérieures
- réduction des émissions de gaz à effet de serre
- améliorations sanitaires (air intérieur, pollution extérieure)
- retours des investissements publics vers les comptes publics

## **II/ ENERGIE**

Selon l'INSEE, le secteur énergie lui-même a réalisé en 2010 **12,9G€** d'investissements techniques.

### **A) Investissements du secteur électrique**

Centrales nucléaires: 1,7G€ en 2010, **3,7G€** annuels à partir de 2011 (source EDF)

Centrales à gaz: **0,4G€** en 2012 (source IHS)

Production renouvelable totale : **4,3G€** en 2011 (source Bloomberg) dont 3 G€ en photovoltaïque et 1 G€ en éolien.

Réseau de transport: **1,3G€** en 2012 (source RTE)  
Réseau de distribution : **3G€** en 2012 (source ERDF)

Total investissement technique secteur électrique en 2010 : **11,3 G€** (source INSEE)

#### **B) Investissements hors secteur électrique**

Réseaux de gaz: **0,9G€** en 2012 (source CRE)

Réseaux de chaleur: **0,2G€** en 2011 (source Ademe)

Biomasse: **0,7G€** en 2010 dont 0,5G€ cogénération, 0,1G€ industrie, 0,1G€ chaufferies et réseaux (source SOLAGRO)

### **III/ TRANSPORTS**

Investissement total : **49 G€** en 2010 et **47,3G€** en 2011

#### **A) Investissements en infrastructures**

Investissement total: **18,5G€** en 2010 et **19,8G€** en 2011 (source Comptes nationaux des transports 2011) dont 11,9G€ pour la route, 4G€ pour le rail, 2,6G€ pour les transports collectifs urbains, 0,9G€ pour les aéroports, 0,4G€ pour les ports et le fluvial.

Dont maintenance rail : 0,9G€ en 2005 montant progressivement à 1,7G€ en 2010 et 2G€ en 2012 (source MEDDE).

#### **B) Investissement en matériel**

Investissement total : **30,5G€** en 2010 dont 24,4 pour le secteur routier (source Comptes nationaux des transports 2011)

#### **C) Investissements publics**

La part des entreprises privées et publics dans les investissements de transport est de 80%, le reste étant assuré par les pouvoirs publics, dont en 2010 :

- transports collectifs urbains : 2G€ (appels à projets 2009 pour 365km et 2011 pour 622km)
- réseau routier: 8 G€

(source Comptes nationaux des transports 2011)

### **IV/ INDUSTRIE**

Les investissements industriels énergétiques sont difficiles à séparer des investissements de production, notamment en matière d'économies d'énergie.

Selon l'INSEE, en 2010, les investissements techniques du secteur marchand hors agriculture se sont montés à 32,7G€ parmi lesquels **16,4G€** pour l'industrie manufacturière dont 2,5G€ pour l'agro-alimentaire, 2G€ pour la chimie, 1,7 pour la métallurgie sidérurgie, 1,6 pour les industries extractives et 1,1 pour les industries minérales non métalliques.



## V/ AGRICULTURE

Investissements annuels en matériel (source INSEE 2010) : 2,4G€ en 2009, **1,1G€** en 2010

Les actions énergétiques des exploitations concernent surtout les plans de performance énergétique 2009-2013 avec un objectif de 200000 exploitations par an accédant à une faible dépendance énergétique. Le bilan 2009-2011 est de 6400 exploitations (soit environ 2000 par an) pour 312M€ investis dont 160M€ publics (source ministère de l'Agriculture).

### INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS premières enveloppes et hypothèses

## I/ BATIMENTS

a) Estimations AIE rapportées à la France au prorata du PIB pour le bâtiment sur la période 2010-2050

Scénario transition (2degrés) : 590G€ soit 14,7G€ par an sur la période.

*Surcoût brut : 7,5G€ par an*

Gain énergétique rapporté sur la période pour le monde : 3850G€, soit au prorata PIB pour la France 106G€ sur la période, soit 2,6G€ par an (hors autres bénéfices qu'énergétiques)

b) Estimations France

### 1) Logements

Consommation 2010 : 500TWh (43Mtep)

Scénario Ademe à 2030 : 350 TWh ; à 2050 : 225 TWh

Investissements à 2030 (500000 rénovations par an dont 325000 privées et 175000 sociales, -40% GES) : *accroissement brut vraisemblablement inférieur à 6G€ annuels* (moins de 5G€ pour le privé, moins de 1G€ pour le social), *équivalent à un surcoût brut maximal de 15% des dépenses d'amélioration (6,5/38,4 : majorant car partiellement inclus déjà dans les dépenses réalisées) –ou à une substitution partielle-*

Gain énergétique global du scénario Ademe évalué à 30% en énergie tous usages. L'impact des rénovations renforcées serait une réduction de 50% de la facture de chauffage (70% de la dépense énergétique), soit un gain de 30% environ sur la facture.

La répartition hétérogène des dépenses et des moyens de financement dans la population pourrait

010413 DDron

conduire à identifier des régimes différents de financement.

## 2) Tertiaire (source CEREN Ademe)

Consommation 2010 : 290TWh (19,4Mtep)

Evolution spontanée : 2014-2016 : -18TWh, 18G€; 2014-2020 : 55G€

Evolution renforcée : 2014-2016 : -24TWh, 38G€ ; 2014-2020 : 114G€

*Surcoût brut 2014-2020 : 59G€ en cumulé soit **8,5G€ annuels** en moyenne*

*Ce renforcement suppose donc un doublement des investissements spontanés énergétiques, équivalent à un **surcoût brut maximal de 25%** des dépenses d'amélioration d'ici 2016 (7/29 par an sur 2014-2016) **et de 30%** d'ici 2020 (8,5/29) –ou à une substitution partielle-*

NB : Scénario Ademe à 2030 : -87TWh ; à 2050 : -145TWh

## II/ ENERGIE

### 1) Réseaux

Investissements réseaux tendanciels : **35G€** d'ici 2030 dont 5G€ en interconnexions (source RTE)

Investissements spécifiques transition: **+ 5 à 10G€** d'ici 2030 (transport, source RTE) et **+9,8G€** d'ici 2020 (distribution, source ERDF)

### 2) Production d'ENR

Investissements ENR tendanciels : **4G€/an** (2011, source SOeS).

Investissements spécifiques transition sur un scénario 2025<sup>1</sup> de 98GW en ENR (59GW supplémentaires installés d'ici 2025) : *première estimation environ **+4,5G€/an**, en attente d'un résultat plus précis* (source GT ENR)

Les investissements de back-up sont sensibles à la consommation, notamment en pointe.

### 3) Production nucléaire

---

<sup>1</sup> Hypothèses 2025: consommation constante 500TWh, 50% électricité nucléaire, 20 à 25% éolien et PV, charbon remplacé par du gaz et 3GW de STEP)

Hydro : 27GW - 100ans - 20/40€ du MWh

Biomasse : 1GW - 40ans - 90 à 200€ du MWh en fonction de la taille et du cout de la ressource

Biogaz : 1,2GW - injecté dans les turbines gaz existantes

EMR et Géothermie : 1GW - 20 à 40ans - 100 à 250€ du MWh

Solaire PV et Thermodynamique : 34GW - 30 à 40ans - 80 à 150€ du MWh pour le PV, 150 à 250€ du MWh pour le thermodynamique

Eolien : 28GW 20 à 30 ans - 70 à 85€ du MWh

Eolien off shore 6GW 20 à 25 ans - 120 à 180€ du MWh

Nucléaire actuel prolongé 60 ans : environ 55 à 70€/MWh selon calcul  
Nucléaire futur (EPR): environ 70 à 120€/MWh selon calcul.  
(sources CEA, Cour des Comptes, Global Chance)  
*Harmonisation méthodologique en cours.*

#### 4) Production et réseaux de gaz

Investissements tendanciels pour les centrales au gaz : **33,1G€** cumulés d'ici 2035  
(source IHS)  
Investissements spécifiques : **0,5G€** d'ici 2035 (source IHS)

Investissements tendanciels pour les réseaux de gaz : 0,7 à 0,9G€/an (source GDF Suez)  
Investissements spécifiques liés au biogaz : +0,08G€ (6TWh biogaz injecté en 2020) ou  
+0,25G€ (20TWh biogaz injecté en 2020) d'ici 2020

#### 5) Biomasse

Deux scénarios contrastés (source SOLAGRO) :

- **de 1,3 à 3,9G€/an** jusqu'en 2050 en scénario bas (215 TWh énergie finale, 256 TWh énergie primaire en 2050 dont 157 ex-bois, 68 ex-biogaz, 29 biocarburants)
- **de 1,9 à 8,5G€/an** jusqu'en 2050 en scénario haut (355 TWh énergie finale, 415 TWh énergie primaire en 2050 dont 239 ex-bois, 145 ex-biogaz, 29 biocarburants)

### **III/ TRANSPORTS**

ANCRE a identifié trois scénarios de transports en 2050 : sobriété renforcée, électrification poussée, efficacité énergétique et diversité de vecteurs.

Il y a toujours une difficulté à estimer le coût de la sobriété, autrement qu'en le figurant par un prix de l'énergie qui aux élasticités actuelles conduirait aux comportements simulés. Mais cette approche n'est pas représentative de ce qui se passe vraiment lorsque le contexte change (atmosphère générale, convergence de signaux favorisant la sobriété, volatilité des prix...)

A ce stade, les évaluations de coûts supplémentaires, à revoir avec les estimations d'ANCRE à venir, fournissent les ordres de grandeur suivants :

Scénario à 95% de décarbonation (source CEA) : 95% électrique, hybride et hydrogène avec 25% de carburants liquides issus de biomasse ou gazeux : **70G€ d'ici 2050** dont :

- jusqu'en 2025-2030 7G€ pour les infrastructures et 15G€ pour les véhicules,
- et de 2030 à 2050 40 à 45G€ d'infrastructures et 5 à 10G€ pour les véhicules sous l'hypothèse d'une proximité du prix véhicules par rapport au tendanciel.

Scénario de diversification (source GDFSuez) : 45% des véhicules alimentés aux gaz : 5TWh en 2020 et 33TWh en 2050 **2,1G€ d'ici 2050** dont 1,5 pour les stations et 0,6G€ pour les véhicules sous l'hypothèse d'une absence de surcoût véhicules à partir de 2020 par rapport au tendanciel.

## **IV / INDUSTRIE**

Selon l'Ademe, le secteur manufacturier dispose d'un potentiel d'efficacité énergétique à production constante de près de 20% (86TWh) en 2030 par rapport à 2010, allant de 7% dans la sidérurgie à 30% dans l'agro-alimentaire. Les investissements sont estimés **entre 22 et 37 G€, soit entre 1 et 2 G€ annuels.**

## **V/ AGRICULTURE**

Pas de données à ce stade

**Annexe 2 - Tableau des incitations de l'Etat aux secteurs de la transition énergétique et investissements attendus**

(DGEC, 1/05/13)

Secteur	Incitations État annuelles (Mds€/an)	Incitations État par secteur	Investissements énergie annuels additionnels attendus	Invest annuels totaux actuels en énergie
Agriculture (budget)	0,04	0,04	0,5	1,1 dont 0,1 énergie
Bâtiment (TVA réduite, CIDD, EcoPTZ...)	7,36	7,36	De 1 à 8 (R) + de 0 à 5 (T) jusque 2050	71 dont 15+6 énergie
Industrie manufacturière	0,14	0,14	1 à 2	16,4 dont 0,5
Précarité (tarifs)	0,35	0,35	7,5 dont 2 à 3 d'aides pour 350000 logements	1,5 pour 70000 logements (compris dans la ligne bâtiment)
Production ENR biocarburants (défisc TICPE)	0,3	0,3	Entre 1 (DEC) et 0,1 jusque 2050	0
Production ENR chaleur (Fonds chaleur)	0,24	0,26	Réseaux chaleur 0,8	0,2
Production ENR gaz (fonds déchets)	0,02		Chaleur hors réseaux : 2,5 ou 5 selon scénario	0,7
Production élec ENR (CSPE, AO)	2,2	2,2	Entre 14 et 26 selon l'année et le scénario	4,3
Production élec hors ENR (tarifs)	23,72 dont 1/5 environ pour investissement	4		4,4
Transport d'énergie élec et gaz (tarifs)	12,85 dont 5 gaz, et 40% pour investissement	5,14	Réseaux : au moins 6,7 (DIV)	4,3 élec + 0,9 gaz
Transports (budget)	Infras et TC classiques : 10 (Etat et CT)	0 (énergie)	1,5 à 3 hors infras classiques selon année et scénario	0 hors infras, véhicules et TC classiques (50G€)
<b>Total annuel</b>		<b>19,8</b>	<b>Entre 11 et 40G€ (pic) selon année et scénario</b>	<b>37G€ en énergie, sur un total de l'ordre de 154G€</b>

### **Annexe 3 - Synthèse des investissements énergétiques et facture énergétique (Dominique Dron, Esther Finidori, Groupe des Experts, 1<sup>er</sup> juin 2013)**

Rappel préalable : la simultanéité des élaborations de scénarios avec celle des évaluations n'a pas permis d'approfondir tous les recoupements sectoriels ni scénarios complémentaires qui pourraient être souhaités. Par rapport à la note du 06 mai, les compléments demandés sont ajoutés ci-dessous.

#### **1) CONSTRUCTION DES TABLEAUX SYNTHETIQUES PAR SCENARIO**

La question à laquelle répond cette note présentant les tableaux joints, est celle de l'estimation des coûts d'ensemble de la transition énergétique selon les quatre trajectoires retenues par le CNDTE parmi les scénarios rassemblés et détaillés dans le groupe « mix ».

Pour ce faire ont été rassemblées les évaluations émanant d'une part des travaux sectoriels bottom-up du groupe « coûts et financement » alimentés par les groupes « efficacité sobriété » et « énergies renouvelables » (résidentiel, tertiaire, transports, renouvelables, biomasse<sup>60</sup>), d'autre part des quatre scénarios illustrant les trajectoires du groupe « mix », y compris les modélisations issues d'ELECSIM. Les visions décrites par les travaux bottom-up ont été rapportées aux trajectoires correspondantes.

Les estimations des investissements et de la facture énergétique sont présentées pour quatre années : 2020 ; 2030, 2040 et 2050 en sus de la valeur de référence 2012. Compte tenu des fluctuations annuelles, les montants du secteur électrique sont calculés en moyenne glissante sur 5 ans. Les investissements de la décennie 2040-2050 se calent sur le renouvellement nécessaire des investissements réalisés antérieurement. Les courbes d'investissements ont été supposées lissées au mieux.

#### **2) INVESTISSEMENTS ACTUELS, TOTAUX, ENERGETIQUES, FATALS, TENDANCIELS... : DEFINITIONS**

Les **investissements totaux** (y compris énergie mais pas seulement) annuels sectoriels observés récemment dans les différents secteurs sont :

- résidentiel : **38,4G€** en 2010 (source OPEN) et **42G€** en 2011 (source FFB)
- tertiaire : **29G€** en 2011 (source FFB)
  
- transports : **49 G€** en 2010 et **47,3G€** en 2011 (source Comptes nationaux des transports) dont près de 20 en infrastructures (**18,5G€** en 2010 et **19,8G€** en 2011) et **30G€** en véhicules
  
- industrie manufacturière : **16,4G€** d'investissement technique en 2010 (source INSEE)
- matériel agricole : **2,4G€** en 2009, **1,1G€** en 2010 (source INSEE)
  
- énergie : **12,9G€** d'investissements techniques en 2010 dont **11,3G€** pour le secteur électrique (source INSEE)

---

<sup>60</sup> Cf les notes correspondantes et le récapitulatif.

**Les montants rapportés dans les tableaux synthétiques correspondent aux investissements énergétiques seuls.** Par exemple, les investissements énergétiques du résidentiel (rénovation) figurant dans les tableaux comparatifs synthétiques sont à comparer aux 15G€ (résidentiel privé et social) inclus dans les 38 à 42G€ d'investissements totaux dans le bâtiment.

Les investissements transports figurant dans ces tableaux concernent des réalisations de nature différente (infrastructures de recharge) des 47 à 49G€ totaux actuels, ou dont la dimension change beaucoup par rapport à l'existant (véhicules avancés) ; d'où l'approximation à zéro des investissements 2012 correspondants.

Faute de données disponibles, les projections faites pour les secteurs agricole et industriel sont des approximations, leurs montants relativement faibles jouent peu sur l'évaluation totale des investissements. Comme pour les autres secteurs, elles ne concernent que les investissements énergétiques, donc pas les changements associés de procédés ni de modèles de production agricoles.

**Les investissements actuels ne sont pas toujours égaux aux investissements tendanciels :** en effet, parmi les travaux réalisés une année donnée figurent des travaux appelés à se répéter plus tard (investissements fatals de renouvellement pour l'industrie, les réseaux, investissements récurrents pour les ménages dans leur logement, investissements réguliers dans le tertiaire...), des travaux anticipant la nature de ceux qui se développeront ensuite (travaux énergétiques poussés dans le logement, adaptation de réseaux aux ENR...), des travaux qui seront remplacés par des travaux de la catégorie précédente (travaux énergétiques partiels dans le logement par exemple). Ainsi :

Résidentiel actuel énergétique = 15G€ = 7G€ de « gestes énergétiques non performants » + 8G€ de gestes énergétiques performants (dont environ 5,5G€ de rénovations déjà représentatives de celles ensuite nécessaires + 2,5G€ de rénovations partielles destinées par la suite à devenir des rénovations poussées). Tertiaire actuel énergétique = 6G€ = tertiaire tendanciel Electricité actuelle = 13G€ = 4,3 ENR + 3,7 nucléaire + 4,3 réseaux (transport + distri source ERDF+RTE) + 0,4 CCG , total égal au tendanciel
---

Pour les autres secteurs, le tendanciel a été assimilé à la répétition de l'actuel par défaut.

#### **Investissements énergétiques fatals ou tendanciels annuels**

Résidentiel : 7G€

Tertiaire : 6G€

Réseaux électriques : 4 G€

Production électrique hors réseaux : nucléaire + enr + centrales gaz = 9G€

NB : DEC est proche d'une poursuite du mix actuel

Transports : 0

Industrie : 0,5G€

Réseaux de gaz et de chaleur : 0,9 G€

Biomasse hors réseaux : 0,7G€

Agriculture : 0,1G€



### 3) CORRECTIONS APPORTÉES AUX ESTIMATIONS SECTORIELLES

Par rapport aux premières évaluations bottom-up, les corrections suivantes ont été faites.

- a) Pour le résidentiel: dans les 42G€ annuels (FNB) dont 15 "énergétiques" (source Ademe), on identifie 7G€ de gestes énergétiques non efficaces (renouvellement tendanciel), et 8G€ de gestes « efficaces » (7G€ dans le résidentiel et 1 dans le logement social), dont environ 5,5 sont du niveau attendu pour les rénovations simulées ensuite. Les investissements relevés dans le tableau sont donc les évolutions de ces 8G€, additionnées des 7 tendanciels.
- b) Pour le tertiaire : l'estimation, résultant des chiffres CEREN, de 8G€ (sur les 29G€ de travaux totaux - source FNB-) consacrés aujourd'hui à l'énergie, a été actualisée par l'Ademe sur base des travaux CEREN, CDC et OPEN à 6G€. Ils sont également reportés dans toutes les estimations
- c) Pour les deux scénarios transports : la première estimation du scénario diversifié n'avait considéré que le gaz et pas les biocarburants de deuxième génération, nécessaires pour obtenir le résultat carbone. Le reste des investissements correspond à des stations de distribution de carburants gazeux, et surtout à des infrastructures de recharge pour des véhicules électriques (qui se développent également dans ce scénario pour des parcours urbains, notamment livraisons en ville). Ce scénario est compatible avec les trajectoires DIV, EFF et SOB. Le scénario de décarbonation poussée, lui, a évolué vers une forme moins extrême (moins de véhicules électriques et hydrogène), et pour les véhicules ont été prises les hypothèses du rapport MacKinsey qui voit une convergence des coûts des différentes motorisations à 2030 (donc absence de besoin d'incitation à cette date). Ce scénario est compatible avec la trajectoire DEC ; suite à un travail récent d'ANCRE, il a été réévalué à 100G€ sur la période, ce qui a été reporté sur ce scénario.
- d) Pour les travaux d'infrastructures de transport : en l'absence de meilleure estimation, nous avons essayé de convertir les augmentations de trajets en passagers.km réalisés en transports collectifs urbains ou ferrés portés par chaque scénario en coûts d'infrastructures, à mettre en regard des 6,6G€ sur 20G€ totaux réalisés en 2011 pour le fer et les TCU, tendanciel moyenné sur 2008-2011 à 5G€ au total. En l'absence de données, les transports du scénario EFF, qui équivalent à ceux du scénario SOB jusque 2030, ont été aussi calés sur ce dernier pour 2040 et 2050. Mais la représentativité de ces calculs a été jugée trop mauvaise pour être intégrée aux présents calculs.
- e) Pour les coûts des énergies : suite aux débats, un groupe d'experts<sup>61</sup> s'est accordé sur des coûts unitaires (overnight) pour les sources d'électricité (ci-joint).
- f) Pour les niveaux de demande électrique : la demande du scénario DEC développé par ELECSIM a été remise au niveau du scénario d'origine Negatep. En effet, dans un premier temps, la trajectoire DEC a été représentée pour le secteur électrique en prenant un niveau de demande symétrique du niveau le plus bas (EFF 400 TWh en 2050) par rapport à la trajectoire médiane (DIV 600 TWh). Mais la construction de tableaux consolidés pour le financement a conduit à réviser cette représentation en reprenant les chiffres du scénario Negatep, soit 886 TWh au lieu de 785.

---

<sup>61</sup> Patrick Criqui, Fabien Roques, Benjamin Dessus, Paul Lucchese, Corentin Sivy, Cédric Philibert, Jean-Pierre Joly, Renaud Crassous, Philippe Menandeu.

#### 4) CARACTERISTIQUES DES SCENARIOS EXAMINES

Les scénarios retenus sont les scénarios existants qui illustrent chacun un type de trajectoire retenu par le comité plénier du débat.

<b>Scénarios initiaux</b>	<b>DEC</b>	<b>DIV</b>	<b>EFF</b>	<b>SOB</b>	<b>Actuel 2010</b>
<b>Consommation 2050 Mtep</b>	260	189	108	84	<b>265</b>
<b>% nucléaire 2050</b>	70	50	25	0	<b>84</b>
<b>Durée de vie centrales nucléaires (ans)</b>	55	45	40	40	<b>-</b>
<b>CO2 énergie 2050 Gt</b>	102	115	61	25	<b>381</b>
<b>Production d'électricité 2050 TWh</b>	886	596	399	431	<b>541</b>

Ces quatre scénarios ont, à la demande du groupe, été complétés par une analyse de sensibilité à la durée de vie des centrales nucléaires, 40 ans à 55 ans.

Ci-joints donc trois séries de deux documents :

- tableau synthétique des investissements des 4 scénarios initiaux sur 4 décennies, et tableau comparatif de ces investissements avec la facture énergétique. Le prix haut des énergies correspond à un baril à 300\$, le prix bas à un baril à 150\$ en 2050.
- mêmes tableaux avec une durée de vie des centrales à 40 ans
- même tableaux avec une durée de vie des centrales à 55 ans.

Les montants n'ont pas été actualisés.

Le tableau comparatif des investissements récapitule les différences des scénarios par rapport :

- aux investissements 2012
- aux investissements du scénario DEC (le plus proche d'une poursuite de la situation actuelle pour ce qui concerne le secteur électrique)
- le cumul des gains sur la facture énergétique
- la sensibilité de chaque scénario aux prix de l'énergie
- l'économie réalisée par rapport à la facture du scénario de référence (CIRED référence)
- la différence entre le montant annuel et cumulé à 2030 et 2050 des investissements et le gain de facture énergétique.

S'y joint un ensemble de graphes décrivant l'allure des courbes d'investissements selon ces durées de vie.

## 5) QUELQUES ENSEIGNEMENTS DES COMPARAISONS

Quelques observations se dégagent, sachant qu'il s'agit de la lecture du seul paramètre des coûts d'investissement non actualisés, sans coût de fonctionnement, sans prise en compte des autres paramètres clefs que sont la plus ou moins grande robustesse des mondes décrits par ces scénarios aux aléas géopolitiques ou technologiques. Les résultats sont donc à prendre dans ce cadre.

Les investissements équivalents actuels (2012) se montent à 37G€ pour une facture énergétique de 69G€, allant jusqu'à 86 à 171G€ en 2050. Par rapport à ces 37G€ de base, la variation des investissements annuels dans ces quatre trajectoires va de 11 à 40G€ selon les scénarios, les années considérées et la durée de vie des centrales.

Les gains de facture énergétique annuelle des différents scénarios s'étalent entre 115 et 159G€ en 2050 (par rapport à 171 en scénario fil de l'eau), soit une facture résiduelle allant de 56 (DIV) à 12G€ (SOB) à cet horizon pour un prix haut des énergies (300\$/baril), de 28 (DIV) à 6G€ (SOB) pour un prix modéré (150\$/baril).

Tous les scénarios présentent des gains nets cumulés, importants à très importants, par rapport à la facture énergétique tendancielle en 2050, que ce soit avec des prix hauts ou bas de l'énergie. Les scénarios de maîtrise de la demande SOB et EFF sont en 2050 économiquement plus intéressants en cas de prix hauts des énergies. Les gains cumulés en 2050 sont supérieurs en cas de durée de vie des centrales de 55 ans dans tous les scénarios, sauf dans le cas du scénario SOB.

La hiérarchie des gains cumulés en 2030 est plus variable selon les prix des énergies et la durée de vie des centrales. En 2030, aucun scénario ne rembourse les investissements cumulés par les gains cumulés de facture énergétique en cas de prix bas des énergies si la durée de vie des centrales est de 40 ans ; si elle est de 55 ans, le scénario DIV rembourse en cas de prix bas, tous les scénarios en cas de prix hauts.

Tous les scénarios remboursent leurs investissements annuels avec les gains annuels de facture énergétique en 2030 (sauf un cas, SOB avec durée de vie des centrales à 40 ans, mais en étant très près). Aucun ne les rembourse en 2020 avec une durée de vie des centrales à 40 ans, ni avec une durée à 55 ans au prix bas de l'énergie mais en cas de prix hauts DIV et EFF s'équilibrent dès 2020..

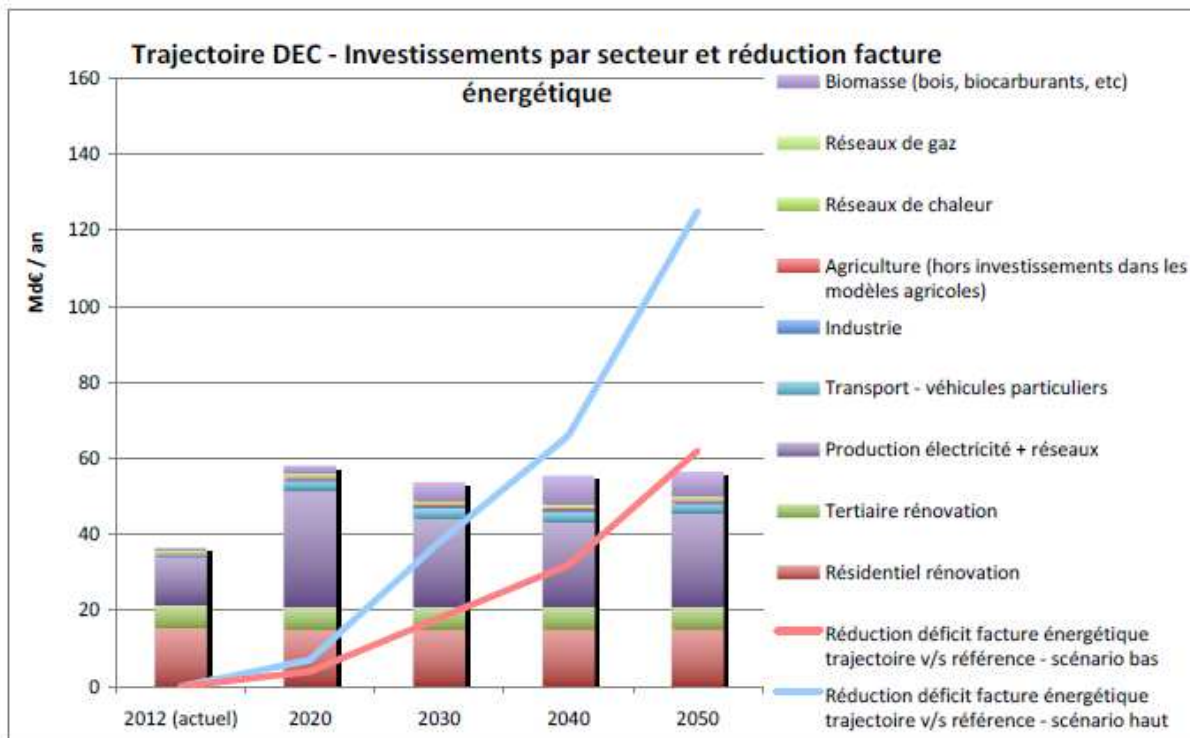
La sensibilité de la facture énergétique des scénarios au prix des énergies croît de SOB (le plus constant) à DIV (le plus volatil).

## Annexe 4 - Tableau de synthèse des investissements et facture énergétique (Groupe des experts)

### Annexe 4.1 - Synthèse des investissements et facture énergétique pour une hypothèse de durée de fonctionnement de 40 ans du parc nucléaire pour toutes les trajectoires étudiées

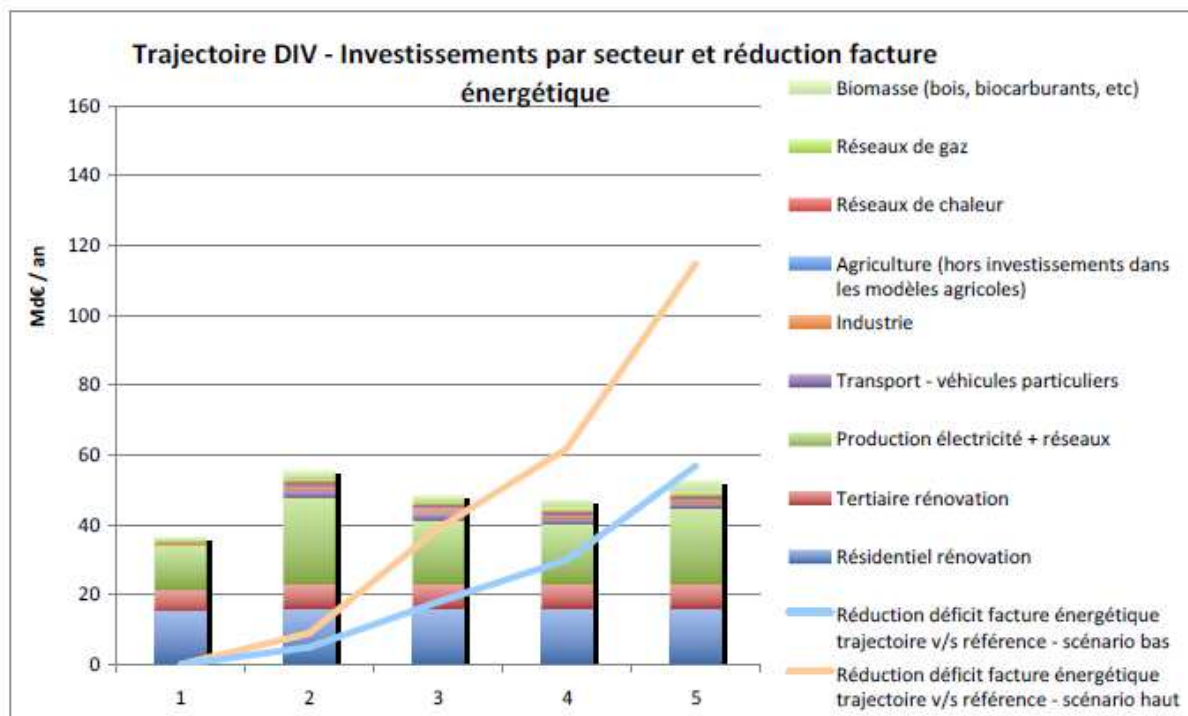
#### Trajectoire DEC - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	15	15	15	15
Tertiaire rénovation	6	6	6	6	6
Production électricité + réseaux	13	30	23	22	24
Transport - véhicules particuliers	0	2,6	2,6	2,6	2,6
Industrie	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Réseaux de gaz	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>58</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>56</b>
Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-90	-82	-69	-46
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-35	-23
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>38</b>	<b>66</b>	<b>125</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>32</b>	<b>62</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-15	21	47	105
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-18	1	13	42



## Trajectoire DIV - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	16	16	16	16
Tertiaire rénovation	6	7	7	7	7
Production électricité + réseaux	13	25	18	17	22
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1	1	1	1
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,4	1,5	2	3,2
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>56</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>53</b>
Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-88	-81	-74	-56
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-37	-28
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>39</b>	<b>62</b>	<b>115</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>30</b>	<b>57</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-10	27	51	99
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-14	6	19	41



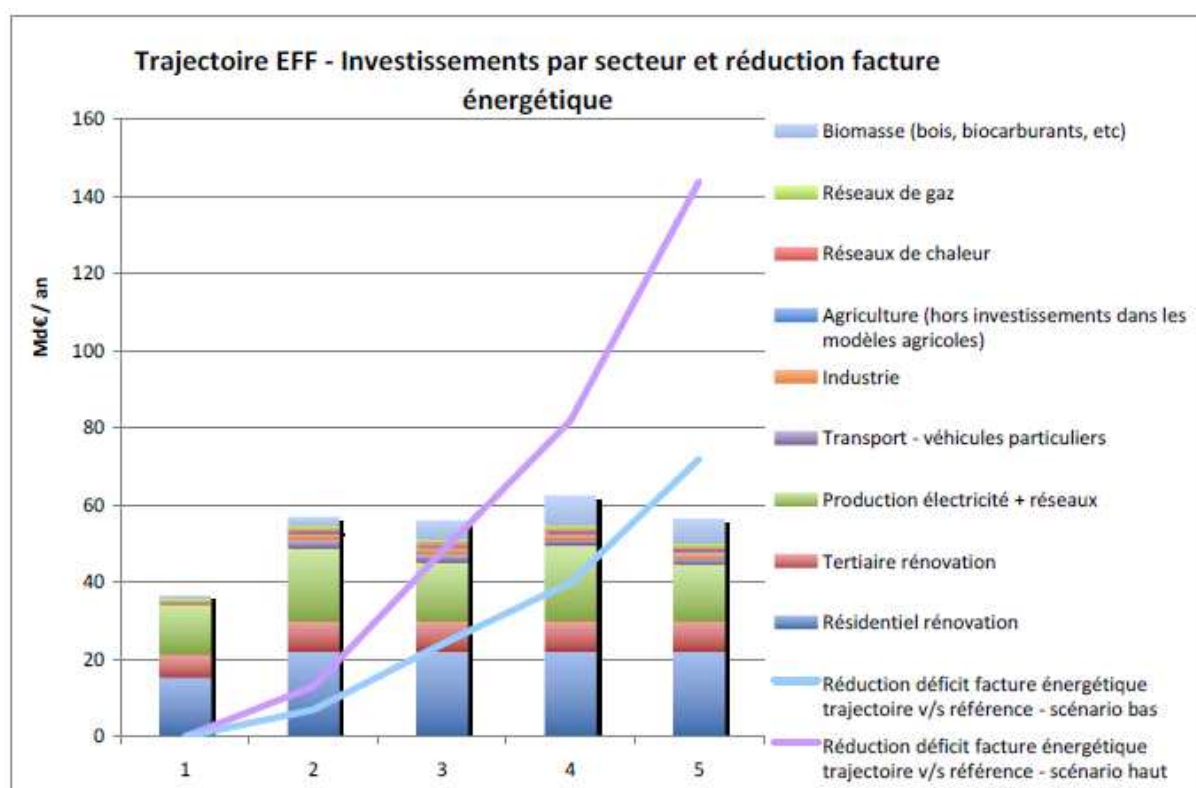
## Trajectoire EFF - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	22	22	22	22
Tertiaire rénovation	6	8	8	8	8
Production électricité + réseaux	13	19	15	20	15
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>57</b>	<b>56</b>	<b>63</b>	<b>57</b>

Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-85	-72	-54	-26
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-42	-34	-27	-13

<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>48</b>	<b>82</b>	<b>144</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>72</b>

Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-8	28	56	124
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-14	4	14	52





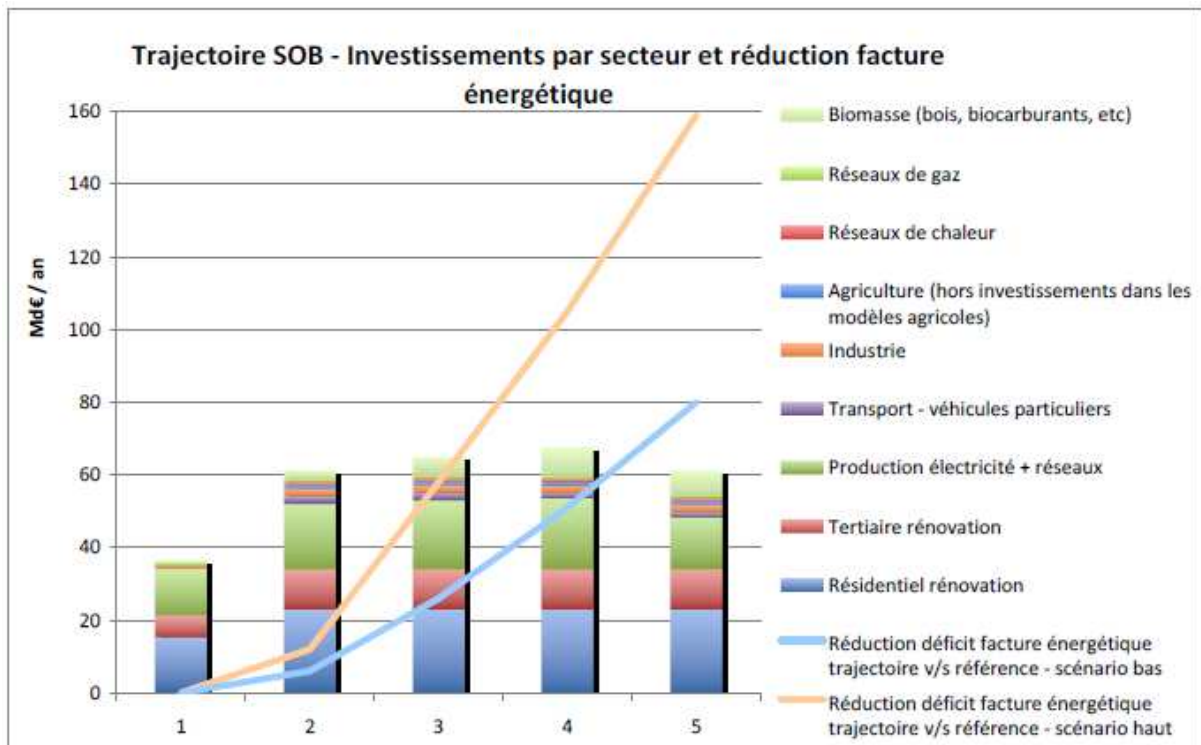
## Trajectoire SOB - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	23	23	23	23
Tertiaire rénovation	6	11	11	11	11
Production électricité + réseaux	13	18	19	20	14
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	2	2	2	2
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	1	1	1	1
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>61</b>	<b>65</b>	<b>68</b>	<b>61</b>

Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-86	-62	-31	-12
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-44	-32	-16	-6

<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>58</b>	<b>105</b>	<b>159</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>51</b>	<b>80</b>

Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-13	30	74	134
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-19	-2	20	55



### Trajectoire Référence

	2012	2020	2030	2040	2050
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-97	-120	-136	-171
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-50	-58	-67	-86

### Rappel des hypothèses trajectoires

	DEC	DIV	EFF	SOB	REF *
Consommation énergie primaire en 2050 (Mtep)	259	188	107	84	
Consommation énergie finale en 2050 (Mtep)	131	136	82	72	
Consommation primaire fossile: pétrole + gaz + charbon (Mtep)	38	41	22	9	118

Emissions GES énergie en 2050 (MtCO2eq)	102	115	61	25
---	-----	-----	----	----

Part nucléaire dans production électricité en 2025 (%)	70%	60%	61%	41%
Part nucléaire dans production électricité en 2050 (%)	70%	50%	25%	0%
Part ENR dans production électricité en 2050 (%)	21%	43%	70%	92%

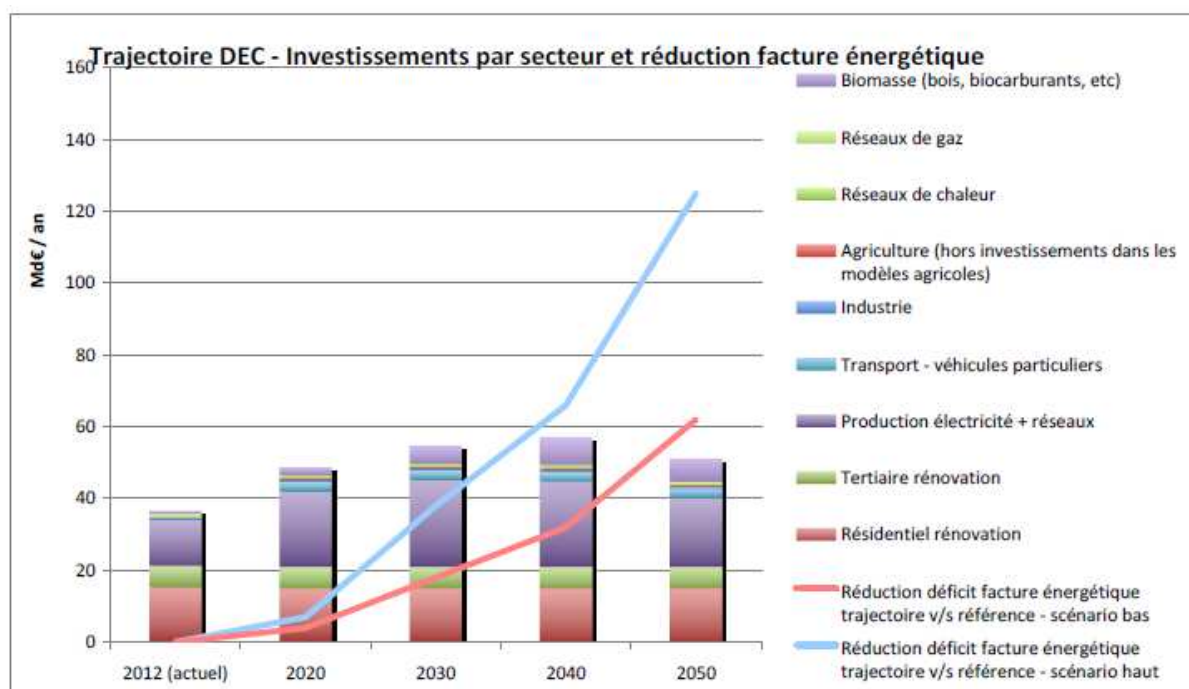
**Note:** \* Aucune trajectoire de "Référence" n'a pas été définie dans le cadre des travaux du DNTE. Cependant, pour évaluer la réduction du déficit dû à la facture énergétique, des consommations primaires d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) ont été définies pour une trajectoire de référence. Ces consommations sont inspirées du scénario "Référence" d'Enclowcarb du CIREED.



Annexe 4.2 - Synthèse des investissements et facture énergétique pour une **hypothèse de durée de vie du parc nucléaire: 55 ans pour DEC, 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB**

**Trajectoire DEC - Md€/an**

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	15	15	15	15
Tertiaire rénovation	6	6	6	6	6
Production électricité + réseaux	13	21	24	24	19
Transport - véhicules particuliers	0	2,6	2,6	2,6	2,6
Industrie	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Réseaux de gaz	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>49</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>51</b>
Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-90	-82	-69	-46
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-35	-23
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>38</b>	<b>66</b>	<b>125</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>32</b>	<b>62</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-5	20	45	110
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-8	0	11	47



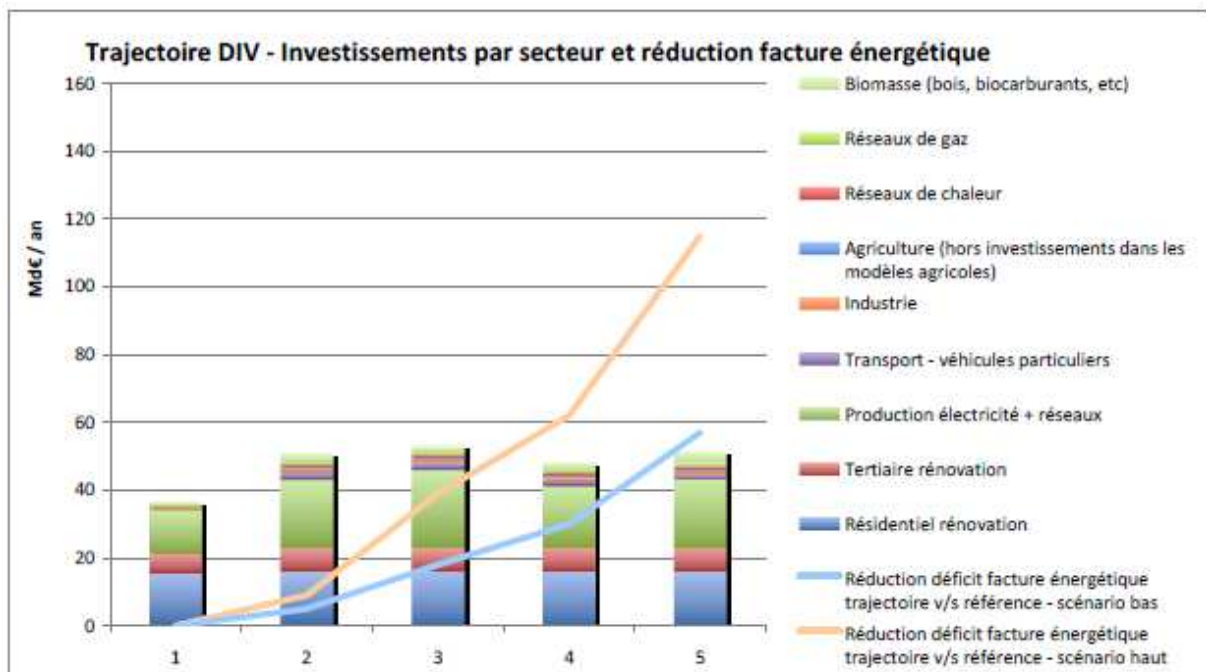
## Trajectoire DIV - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	16	16	16	16
Tertiaire rénovation	6	7	7	7	7
Production électricité + réseaux	13	20	23	18	20
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1	1	1	1
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,4	1,5	2	3,2
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>51</b>	<b>53</b>	<b>48</b>	<b>51</b>

Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-88	-81	-74	-56
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-37	-28

Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut	0	9	39	62	115
Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas	0	5	18	30	57

Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-6	22	50	100
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-10	1	18	42



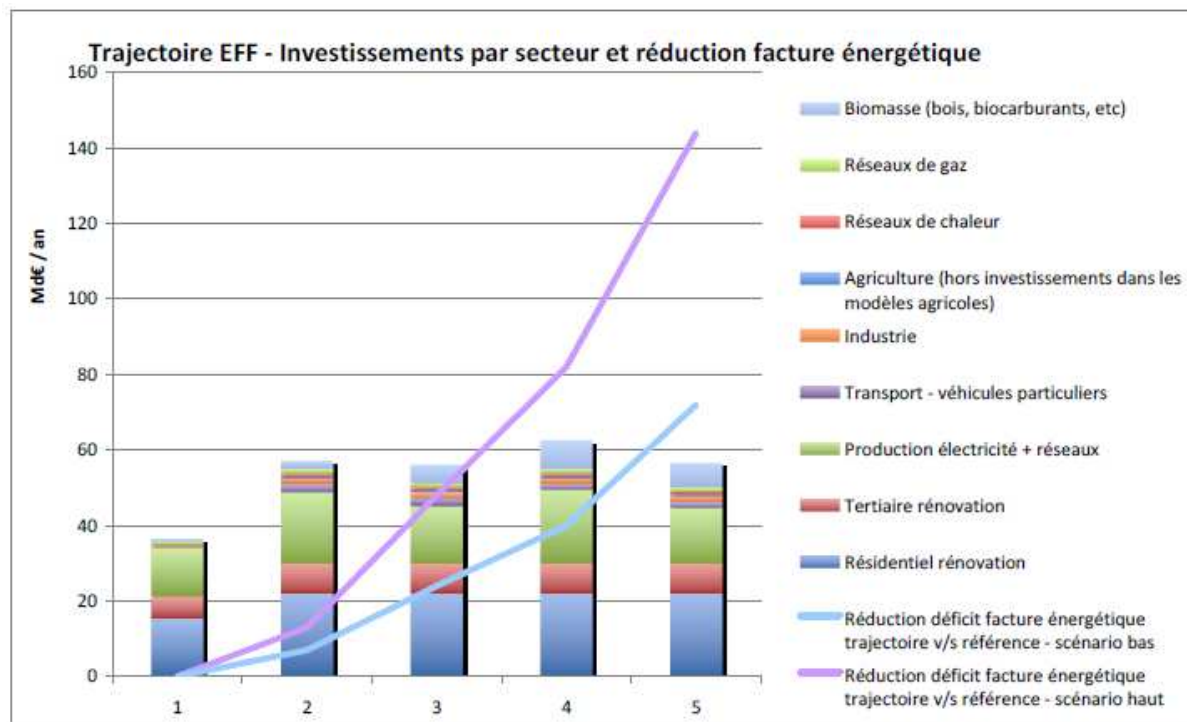
## Trajectoire EFF - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	22	22	22	22
Tertiaire rénovation	6	8	8	8	8
Production électricité + réseaux	13	19	15	20	15
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>57</b>	<b>56</b>	<b>63</b>	<b>57</b>

Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-85	-72	-54	-26
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-42	-34	-27	-13

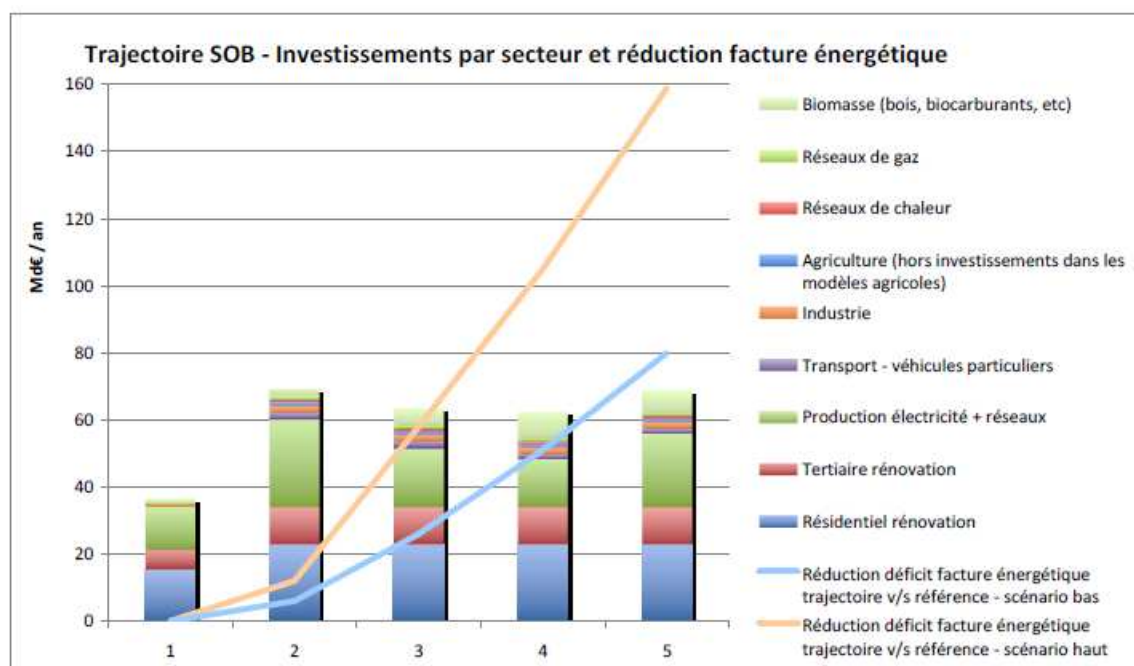
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>48</b>	<b>82</b>	<b>144</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>72</b>

Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-8	28	56	124
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-14	4	14	52



## Trajectoire SOB - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	23	23	23	23
Tertiaire rénovation	6	11	11	11	11
Production électricité + réseaux	13	26	18	14	22
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	2	2	2	2
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	1	1	1	1
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>69</b>	<b>63</b>	<b>62</b>	<b>69</b>
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-86	-62	-31	-12
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-44	-32	-16	-6
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>58</b>	<b>105</b>	<b>159</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>51</b>	<b>80</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-21	31	79	127
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-27	-1	25	48



Synthèse investissements et facture énergétique 150513  
Hypothèse durée de vie du parc nucléaire: 55 ans pour DEC, 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB



### Trajectoire Référence

	2012	2020	2030	2040	2050
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-97	-120	-136	-171
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-50	-58	-67	-86

### Rappel des hypothèses trajectoires

	DEC	DIV	EFF	SOB	REF *
Consommation énergie primaire en 2050 (Mtep)	259	188	107	84	
Consommation énergie finale en 2050 (Mtep)	131	136	82	72	
Consommation primaire fossile: pétrole + gaz + charbon (Mtep)	38	41	22	9	118
Emissions GES énergie en 2050 (MtCO2eq)	102	115	61	25	
Part nucléaire dans production électricité en 2025 (%)	70%	60%	61%	41%	
Part nucléaire dans production électricité en 2050 (%)	70%	50%	25%	0%	
Part ENR dans production électricité en 2050 (%)	21%	43%	70%	92%	

**Note:** \* Aucune trajectoire de "Référence" n'a pas été définie dans le cadre des travaux du DNTE. Cependant, pour évaluer la réduction du déficit dû à la facture énergétique, des consommations primaires d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) ont été définies pour une trajectoire de référence. Ces consommations sont inspirées du scénario "Référence" d'Encilowcarb du CIRED.

Annexe 4.3 - Synthèse des investissements et facture énergétique pour une **hypothèse de durée de vie du parc nucléaire de 55 ans** pour toutes les trajectoires

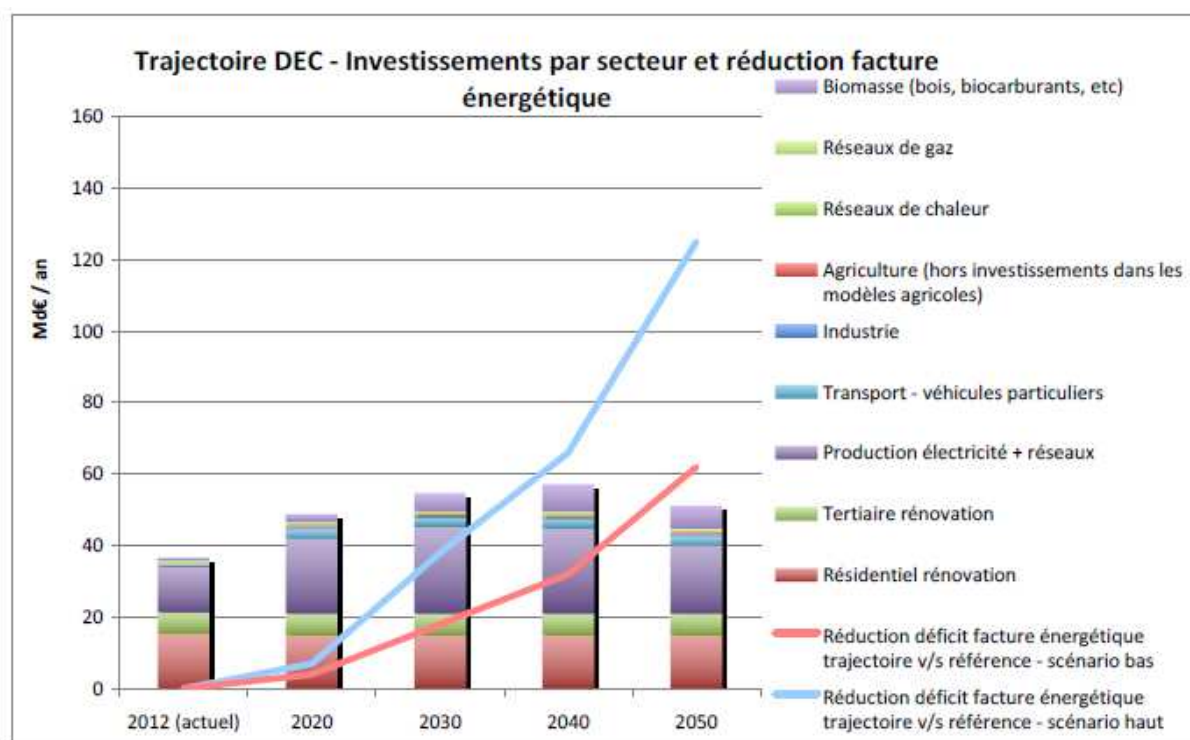
**Trajectoire DEC - Md€/an**

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	15	15	15	15
Tertiaire rénovation	6	6	6	6	6
Production électricité + réseaux	13	21	24	24	19
Transport - véhicules particuliers	0	2,6	2,6	2,6	2,6
Industrie	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Réseaux de gaz	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>49</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>51</b>

Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-90	-82	-69	-46
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-35	-23

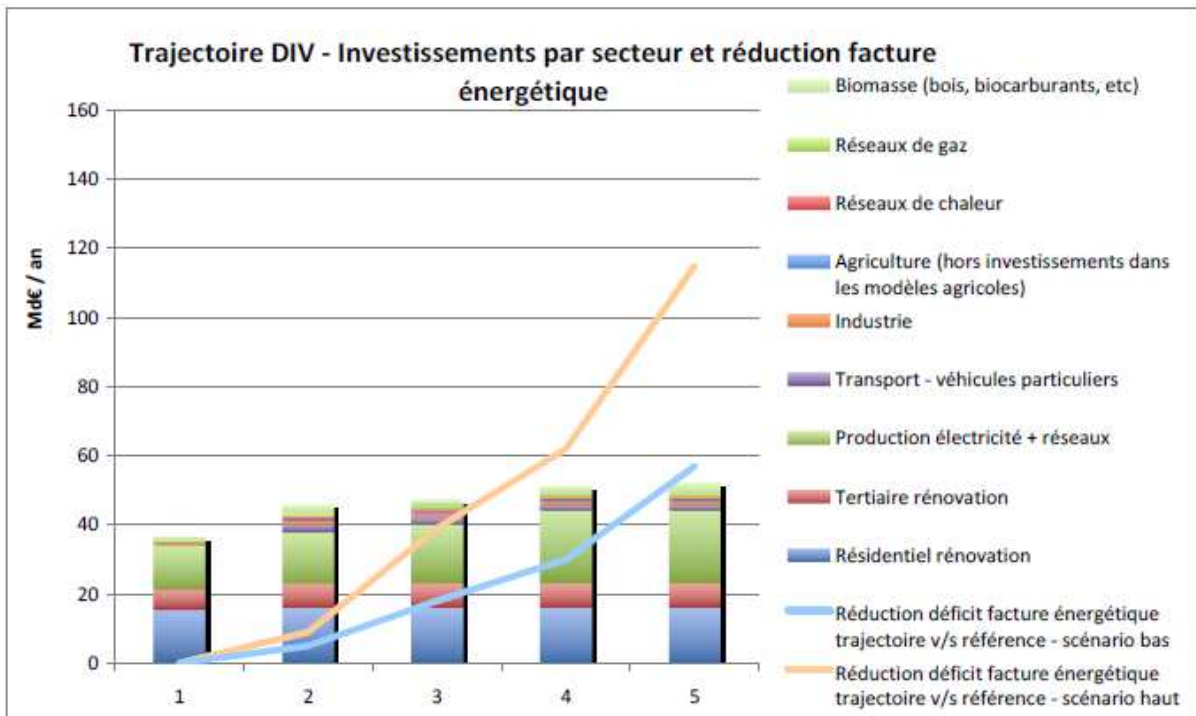
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>38</b>	<b>66</b>	<b>125</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>32</b>	<b>62</b>

Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-5	20	45	110
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-8	0	11	47



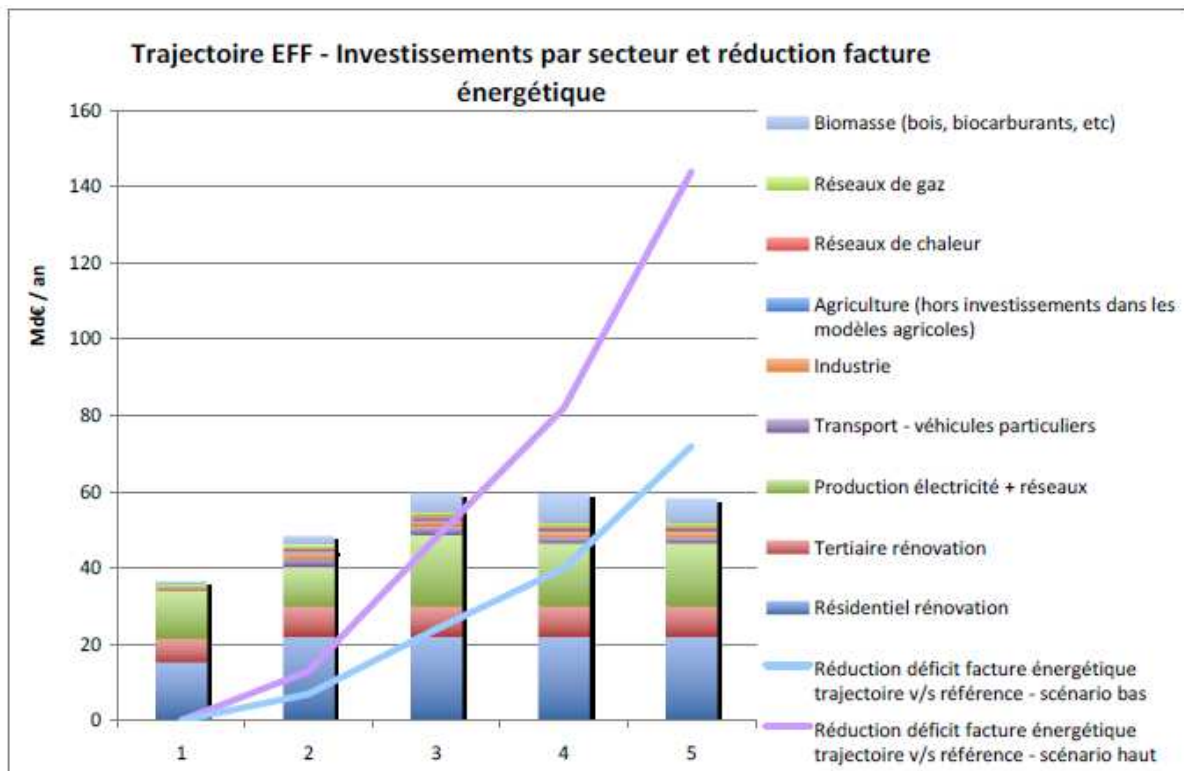
## Trajectoire DIV - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	16	16	16	16
Tertiaire rénovation	6	7	7	7	7
Production électricité + réseaux	13	15	17	21	21
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1	1	1	1
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,4	1,5	2	3,2
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>51</b>	<b>52</b>
Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-88	-81	-74	-56
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-45	-40	-37	-28
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>39</b>	<b>62</b>	<b>115</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>30</b>	<b>57</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		0	28	47	99
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-4	7	15	41



## Trajectoire EFF - Md€/an

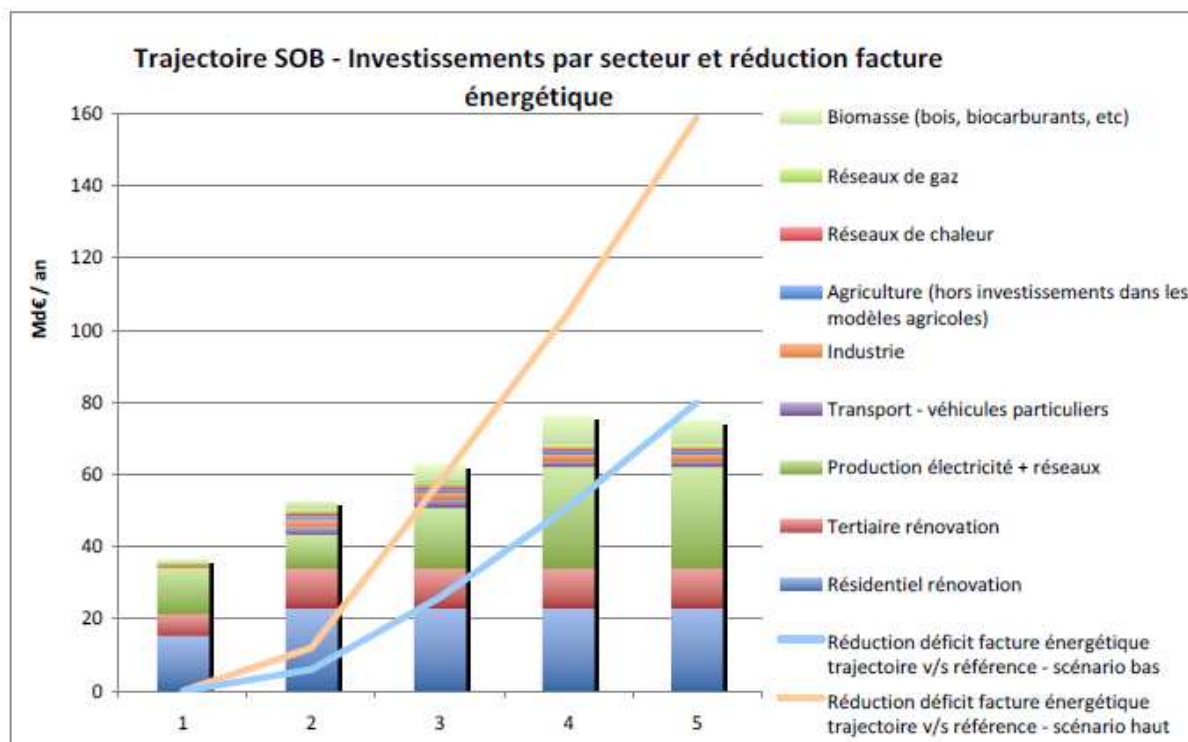
Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	22	22	22	22
Tertiaire rénovation	6	8	8	8	8
Production électricité + réseaux	13	10	19	16	16
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>48</b>	<b>60</b>	<b>59</b>	<b>58</b>
Facture énergétique Md€/an - scénario haut	-69	-85	-72	-54	-26
Facture énergétique Md€/an - scénario bas	-69	-42	-34	-27	-13
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>48</b>	<b>82</b>	<b>144</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>72</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		1	25	59	122
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-5	1	17	50





## Trajectoire SOB - Md€/an

Investissements par secteur	2012 (actuel)	2020	2030	2040	2050
Résidentiel rénovation	15	23	23	23	23
Tertiaire rénovation	6	11	11	11	11
Production électricité + réseaux	13	9	17	28	28
Transport - véhicules particuliers	0	2,2	2,2	1,5	1,5
Industrie	0,5	2	2	2	2
Agriculture (hors investissements dans les modèles agricoles)	0,1	1	1	1	1
Réseaux de chaleur	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8
Réseaux de gaz	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomasse (bois, biocarburants, etc)	0,7	2,1	4,8	7,6	6,4
<b>Total investissements Md€/an</b>	<b>37</b>	<b>53</b>	<b>63</b>	<b>76</b>	<b>75</b>
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-86	-62	-31	-12
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-44	-32	-16	-6
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario haut</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>58</b>	<b>105</b>	<b>159</b>
<b>Réduction déficit facture énergétique trajectoire v/s référence - scénario bas</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>51</b>	<b>80</b>
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario haut		-4	32	65	121
Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique - scénario bas		-10	0	11	42



### Trajectoire Référence

	2012	2020	2030	2040	2050
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario haut	-69	-97	-120	-136	-171
Facture énergétique trajectoire Md€/an - scénario bas	-69	-50	-58	-67	-86

### Rappel des hypothèses trajectoires

	DEC	DIV	EFF	SOB	REF *
Consommation énergie primaire en 2050 (Mtep)	259	188	107	84	
Consommation énergie finale en 2050 (Mtep)	131	136	82	72	
Consommation primaire fossile: pétrole + gaz + charbon (Mtep)	38	41	22	9	118
Emissions GES énergie en 2050 (MtCO2eq)	102	115	61	25	
Part nucléaire dans production électricité en 2025 (%)	70%	60%	61%	41%	
Part nucléaire dans production électricité en 2050 (%)	70%	50%	25%	0%	
Part ENR dans production électricité en 2050 (%)	21%	43%	70%	92%	

*Note: \* Aucune trajectoire de "Référence" n'a pas été définie dans le cadre des travaux du DNTE. Cependant, pour évaluer la réduction du déficit dû à la facture énergétique, des consommations primaires d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) ont été définies pour une trajectoire de référence. Ces consommations sont inspirées du scénario "Référence" d'Enclowcarb du CIREC.*

## Annexe 5 - Tableau récapitulatif : comparaison des investissements énergétiques à l'horizon 2050

Annexe 5.1 – Comparaison des investissements énergétique et facture énergétique pour une hypothèse de durée de fonctionnement de 40 ans du parc nucléaire pour toutes les trajectoires étudiées

DNTE - GT4		15/05/2013	2012	2020	2030	2040	2050	2012-2030	2012-2050
Hypothèse durée de vie du parc nucléaire: 40 ans pour les 4 trajectoires (investissements élec lissé)									
<b>Investissements</b>									
DEC	Investisst		37	58	54	55	56	983	2 088
DIV	Investisst		37	56	48	47	53	931	1 910
EFF	Investisst		37	57	56	63	57	948	2 131
SOB	Investisst		37	61	65	68	61	1 020	2 334
<b>Ecart sur investissement 2012</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012			22	17	19	20	326	701
DIV	Ecart sur inv 2012			19	12	11	16	274	523
EFF	Ecart sur inv 2012			21	20	26	20	291	744
SOB	Ecart sur inv 2012			25	28	31	25	363	947
<b>Ecart sur investissement DEC</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012								
DIV	Ecart sur inv 2012			-2	-5	-8	-4	-52	-178
EFF	Ecart sur inv 2012			-1	2	7	0	-35	43
SOB	Ecart sur inv 2012			3	11	12	5	37	247
<b>Facture énergétique</b>									
REF	Facture haut		-69	-97	-120	-136	-171	-1 749	-4 564
DEC	Facture haut		-69	-90	-82	-69	-46	-1 498	-2 830
DIV	Facture haut		-69	-88	-81	-74	-56	-1 473	-2 898
EFF	Facture haut		-69	-85	-72	-54	-26	-1 401	-2 431
SOB	Facture haut		-69	-86	-62	-31	-12	-1 360	-2 040
REF	Facture bas		-69	-50	-58	-67	-86	-1 016	-2 406
DEC	Facture bas		-69	-45	-40	-35	-23	-883	-1 549
DIV	Facture bas		-69	-45	-40	-37	-28	-881	-1 591
EFF	Facture bas		-69	-42	-34	-27	-13	-824	-1 329
SOB	Facture bas		-69	-44	-32	-16	-6	-832	-1 182
<b>Sensibilité de la facture énergétique</b>									
DEC	Ecart fact haut-bas		0	-45	-42	-34	-23	-616	-1 281
DIV	Ecart fact haut-bas		0	-43	-41	-37	-28	-592	-1 307
EFF	Ecart fact haut-bas		0	-43	-38	-27	-13	-577	-1 102
SOB	Ecart fact haut-bas		0	-42	-30	-15	-6	-528	-858
<b>Economie sur la facture énergétique REF</b>									
DEC	Sur facture REF haut			7	38	67	125	251	1 734
DIV	Sur facture REF haut			9	39	62	115	276	1 666
EFF	Sur facture REF haut			12	48	82	145	348	2 133
SOB	Sur facture REF haut			11	58	105	159	389	2 524
DEC	Sur facture REF bas			5	18	32	63	134	857
DIV	Sur facture REF bas			5	18	30	58	135	815
EFF	Sur facture REF bas			8	24	40	73	192	1 077
SOB	Sur facture REF bas			6	26	51	80	184	1 224
<b>Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique</b>									
DEC	Facture haut			-15	21	47	105	-75	1 033
DIV	Facture haut			-10	27	51	99	2	1 143
EFF	Facture haut			-8	28	56	124	57	1 389
SOB	Facture haut			-13	30	74	134	26	1 577
DEC	Facture bas			-18	1	13	42	-192	156
DIV	Facture bas			-14	6	19	41	-139	292
EFF	Facture bas			-14	4	14	52	-99	333
SOB	Facture bas			-19	-2	20	55	-179	277

Annexe 5.2 – Comparaison des investissements et facture énergétique pour une hypothèse de durée de fonctionnement du parc nucléaire de 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB

DNTE - GT4		15/05/2013	2012	2020	2030	2040	2050	2012-2030	2012-2050
Hypothèse durée de vie du parc nucléaire: 55 ans pour DEC, 45 ans pour DIV et 40 ans pour EFF et SOB									
<b>Investissements</b>									
DEC	Investisst		37	49	55	57	51	875	1 976
DIV	Investisst		37	51	53	48	51	916	1 902
EFF	Investisst		37	57	56	63	57	948	2 131
SOB	Investisst		37	69	63	62	69	1 160	2 441
<b>Ecart sur investissement 2012</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012			12	18	21	15	218	589
DIV	Ecart sur inv 2012			15	17	12	15	259	515
EFF	Ecart sur inv 2012			21	20	26	20	291	744
SOB	Ecart sur inv 2012			33	27	26	32	503	1 054
<b>Ecart sur investissement DEC</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012								
DIV	Ecart sur inv 2012			2	-2	-9	0	41	-74
EFF	Ecart sur inv 2012			8	1	5	5	73	156
SOB	Ecart sur inv 2012			21	9	5	18	285	466
<b>Facture énergétique</b>									
REF	Facture haut		-69	-97	-120	-136	-171	-1 749	-4 564
DEC	Facture haut		-69	-90	-82	-69	-46	-1 498	-2 830
DIV	Facture haut		-69	-88	-81	-74	-56	-1 473	-2 898
EFF	Facture haut		-69	-85	-72	-54	-26	-1 401	-2 431
SOB	Facture haut		-69	-86	-62	-31	-12	-1 360	-2 040
REF	Facture bas		-69	-50	-58	-67	-86	-1 016	-2 406
DEC	Facture bas		-69	-45	-40	-35	-23	-883	-1 549
DIV	Facture bas		-69	-45	-40	-37	-28	-881	-1 591
EFF	Facture bas		-69	-42	-34	-27	-13	-824	-1 329
SOB	Facture bas		-69	-44	-32	-16	-6	-832	-1 182
<b>Sensibilité de la facture énergétique</b>									
DEC	Ecart fact haut-bas		0	-45	-42	-34	-23	-616	-1 281
DIV	Ecart fact haut-bas		0	-43	-41	-37	-28	-592	-1 307
EFF	Ecart fact haut-bas		0	-43	-38	-27	-13	-577	-1 102
SOB	Ecart fact haut-bas		0	-42	-30	-15	-6	-528	-858
<b>Economie sur la facture énergétique REF</b>									
DEC	Sur facture REF haut			7	38	67	125	251	1 734
DIV	Sur facture REF haut			9	39	62	115	276	1 666
EFF	Sur facture REF haut			12	48	82	145	348	2 133
SOB	Sur facture REF haut			11	58	105	159	389	2 524
DEC	Sur facture REF bas			5	18	32	63	134	857
DIV	Sur facture REF bas			5	18	30	58	135	815
EFF	Sur facture REF bas			8	24	40	73	192	1 077
SOB	Sur facture REF bas			6	26	51	80	184	1 224
<b>Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique</b>									
DEC	Facture haut			-5	20	45	110	33	1 145
DIV	Facture haut			-6	22	50	100	17	1 151
EFF	Facture haut			-8	28	56	124	57	1 389
SOB	Facture haut			-21	31	79	127	-114	1 470
DEC	Facture bas			-8	0	11	47	-84	268
DIV	Facture bas			-10	1	18	42	-124	300
EFF	Facture bas			-14	4	14	52	-99	333
SOB	Facture bas			-27	-1	25	48	-319	170



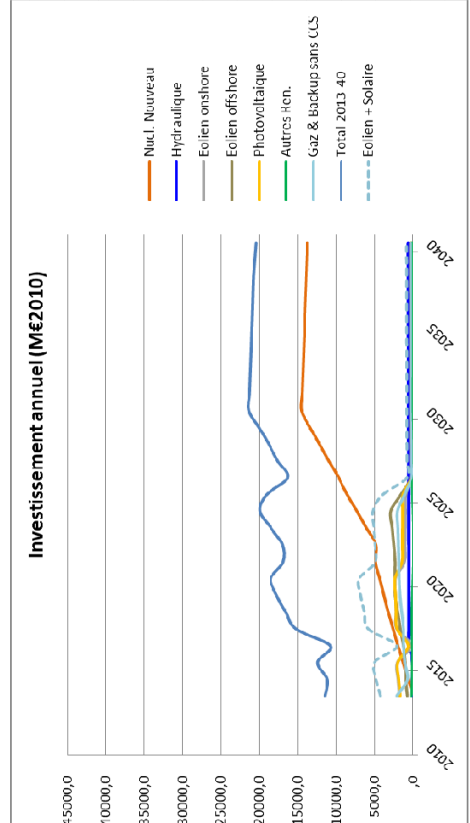
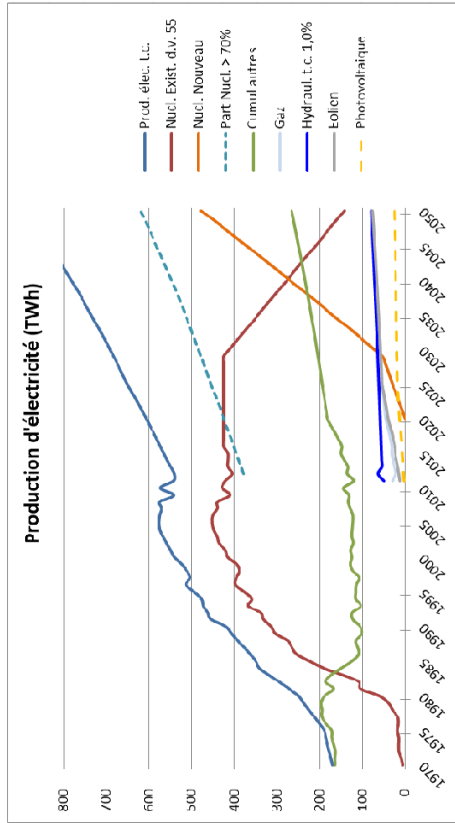
## Annexe 5.3 – Comparaison des investissements et facture énergétique pour une hypothèse de durée de fonctionnement de 55 ans du parc nucléaire pour toutes les trajectoires étudiées

DNTE - GT4		15/05/2013	2012	2020	2030	2040	2050	2012-2030	2012-2050
Hypothèse durée de vie du parc nucléaire: 55 ans pour les 4 trajectoires									
<b>Investissements</b>									
DEC	Investisst		37	49	55	57	51	875	1 976
DIV	Investisst		37	46	47	51	52	789	1 838
EFF	Investisst		37	48	60	59	58	889	2 071
SOB	Investisst		37	53	63	76	75	902	2 413
<b>Ecart sur investissement 2012</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012			12	18	21	15	218	589
DIV	Ecart sur inv 2012			9	11	15	16	132	451
EFF	Ecart sur inv 2012			12	23	23	22	232	684
SOB	Ecart sur inv 2012			16	26	40	38	245	1 026
<b>Ecart sur investissement DEC</b>									
DEC	Ecart sur inv 2012								
DIV	Ecart sur inv 2012			-3	-7	-6	1	-86	-138
EFF	Ecart sur inv 2012			0	5	2	7	14	95
SOB	Ecart sur inv 2012			4	8	19	24	27	438
<b>Facture énergétique</b>									
REF	Facture haut		-69	-97	-120	-136	-171	-1 749	-4 564
DEC	Facture haut		-69	-90	-82	-69	-46	-1 498	-2 830
DIV	Facture haut		-69	-88	-81	-74	-56	-1 473	-2 898
EFF	Facture haut		-69	-85	-72	-54	-26	-1 401	-2 431
SOB	Facture haut		-69	-86	-62	-31	-12	-1 360	-2 040
REF	Facture bas		-69	-50	-58	-67	-86	-1 016	-2 406
DEC	Facture bas		-69	-45	-40	-35	-23	-883	-1 549
DIV	Facture bas		-69	-45	-40	-37	-28	-881	-1 591
EFF	Facture bas		-69	-42	-34	-27	-13	-824	-1 329
SOB	Facture bas		-69	-44	-32	-16	-6	-832	-1 182
<b>Sensibilité de la facture énergétique</b>									
DEC	Ecart fact haut-bas		0	-45	-42	-34	-23	-616	-1 281
DIV	Ecart fact haut-bas		0	-43	-41	-37	-28	-592	-1 307
EFF	Ecart fact haut-bas		0	-43	-38	-27	-13	-577	-1 102
SOB	Ecart fact haut-bas		0	-42	-30	-15	-6	-528	-858
<b>Economie sur la facture énergétique REF</b>									
DEC	Sur facture REF haut			7	38	67	125	251	1 734
DIV	Sur facture REF haut			9	39	62	115	276	1 666
EFF	Sur facture REF haut			12	48	82	145	348	2 133
SOB	Sur facture REF haut			11	58	105	159	389	2 524
DEC	Sur facture REF bas			5	18	32	63	134	857
DIV	Sur facture REF bas			5	18	30	58	135	815
EFF	Sur facture REF bas			8	24	40	73	192	1 077
SOB	Sur facture REF bas			6	26	51	80	184	1 224
<b>Différence entre le surplus d'investissement p/r à 2012 et le gain de facture énergétique</b>									
DEC	Facture haut			-5	20	45	110	33	1 145
DIV	Facture haut			0	28	47	99	144	1 215
EFF	Facture haut			1	25	59	122	116	1 449
SOB	Facture haut			-4	32	65	121	144	1 498
DEC	Facture bas			-8	0	11	47	-84	268
DIV	Facture bas			-4	7	15	41	3	364
EFF	Facture bas			-5	1	17	50	-40	393
SOB	Facture bas			-10	0	11	42	-61	198

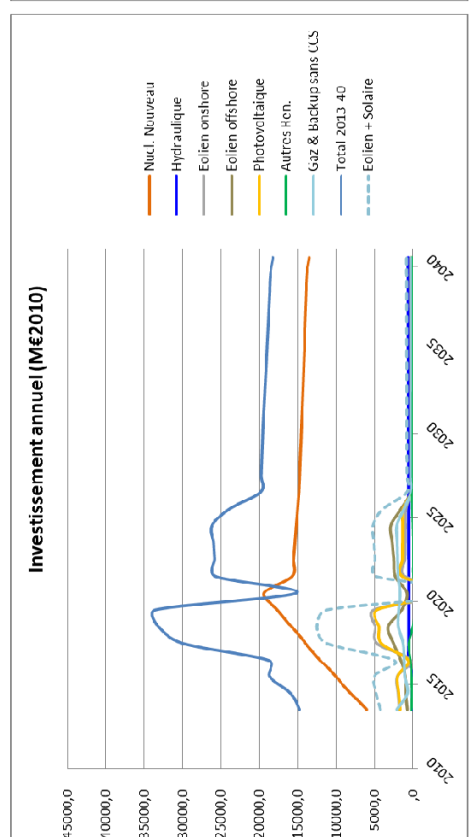
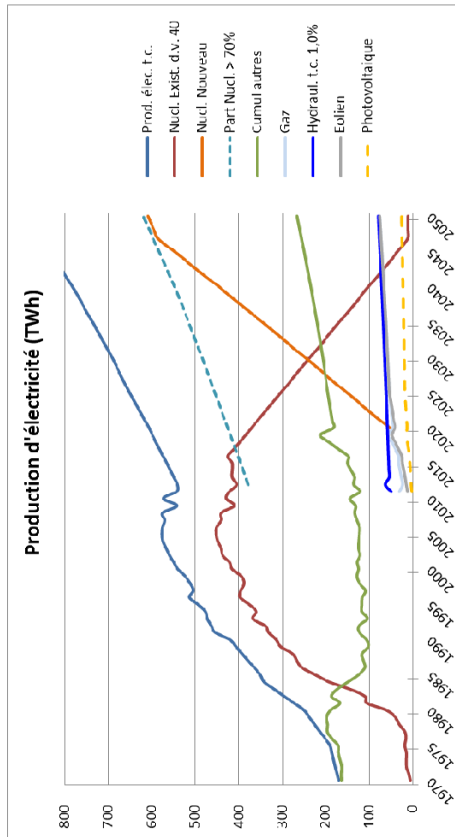
Annexe 5.4 – Analyse de sensibilité de la durée de fonctionnement du parc nucléaire (40 ou 55 ans) sur la production d’électricité et les investissements annuels pour 4 trajectoires DEC, DIV, EFF, et SOB

# DEC

## 55ans

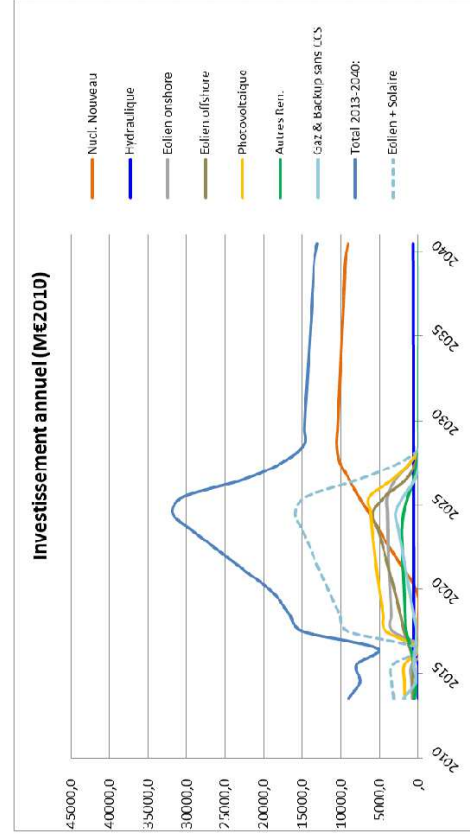
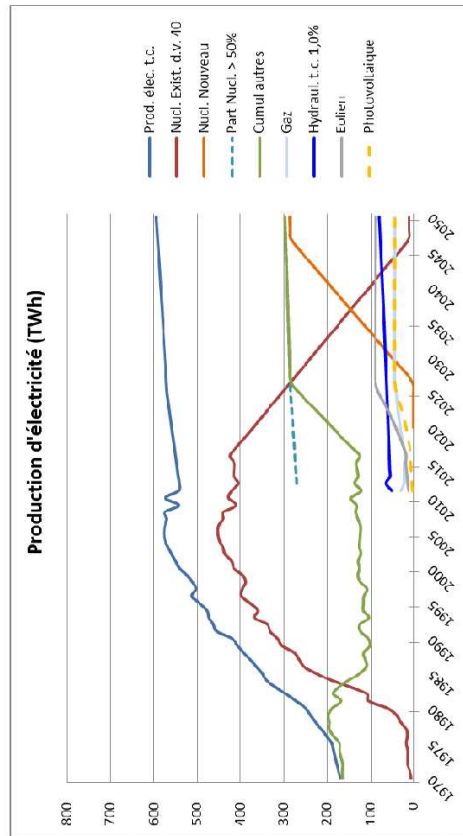


## 40ans

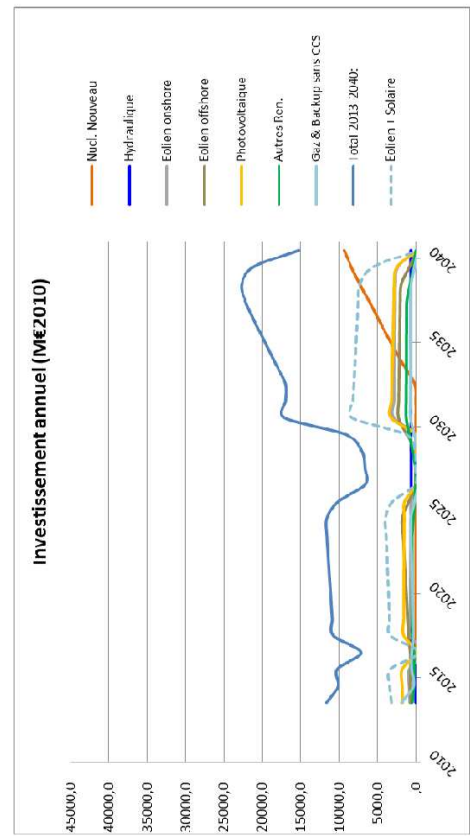
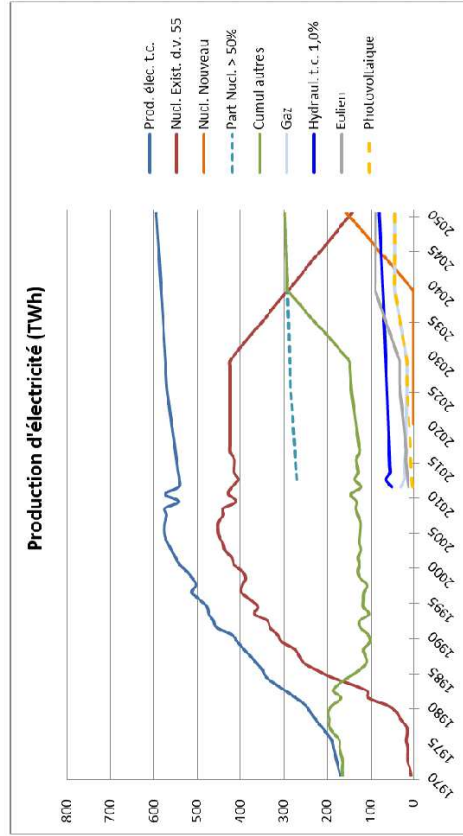


# DIV

## 40ans



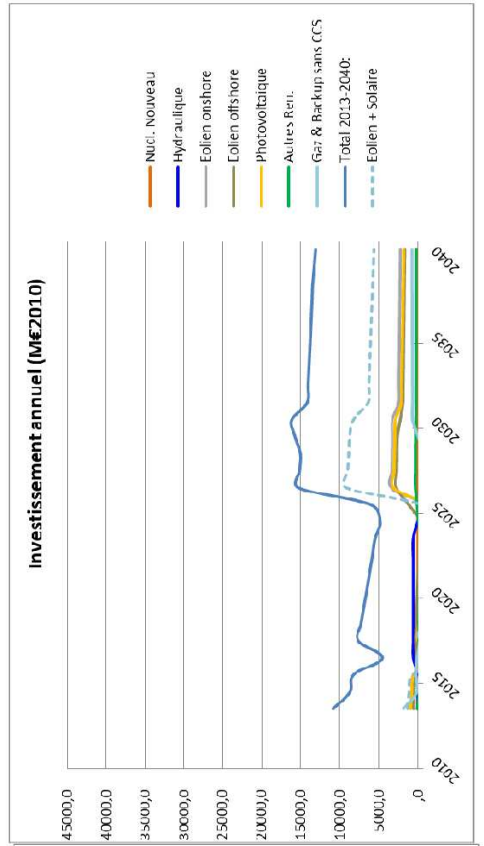
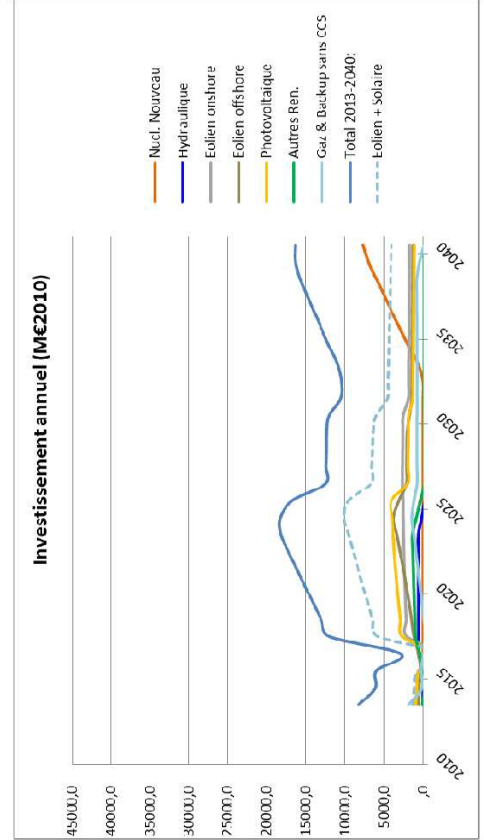
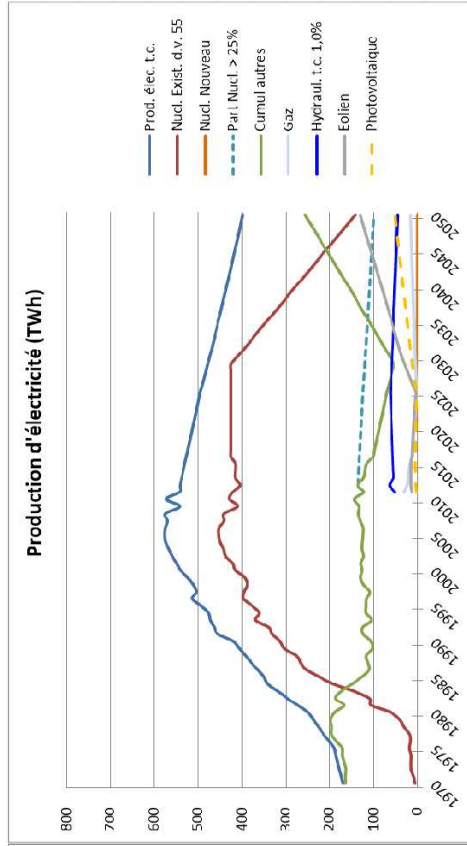
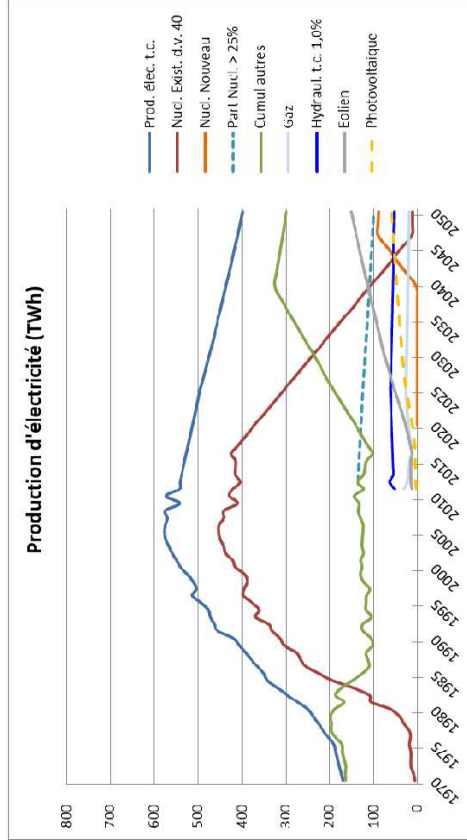
## 55ans



# EFF

## 40ans

## 55ans

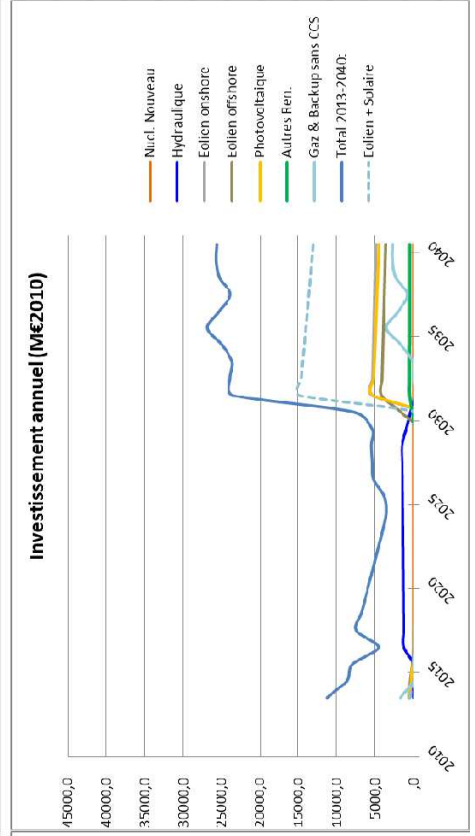
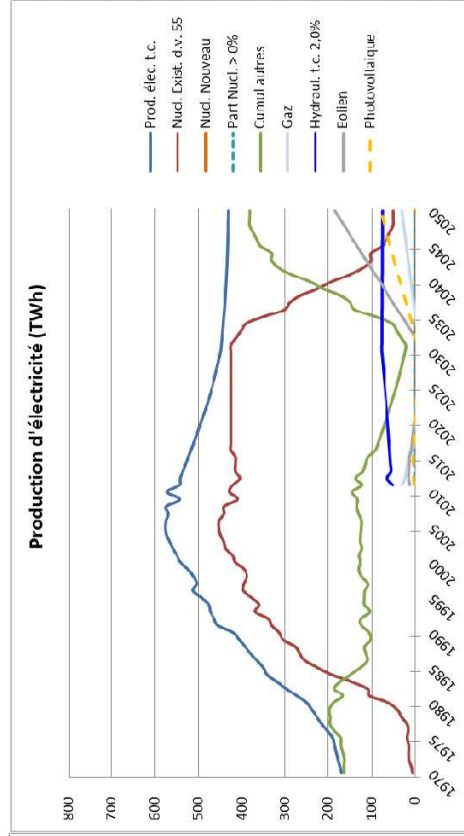
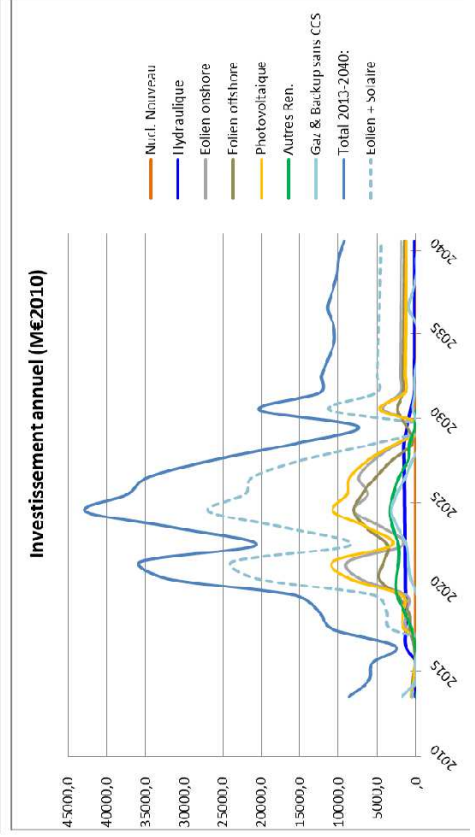
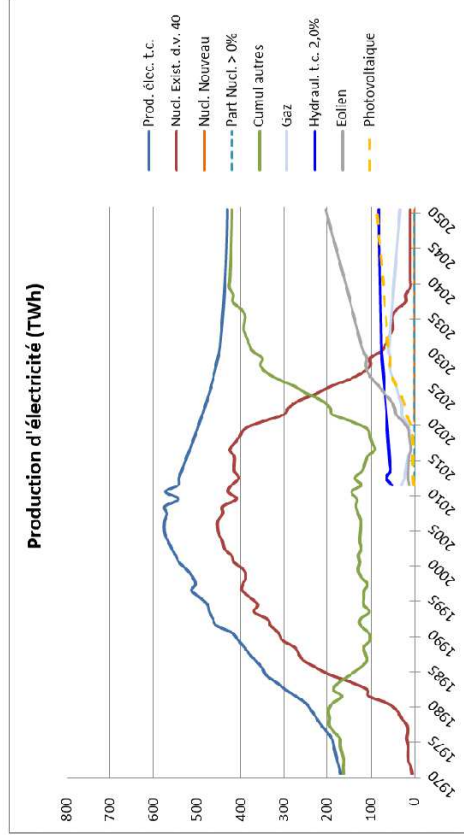




# SOB

## 40ans

## 55ans



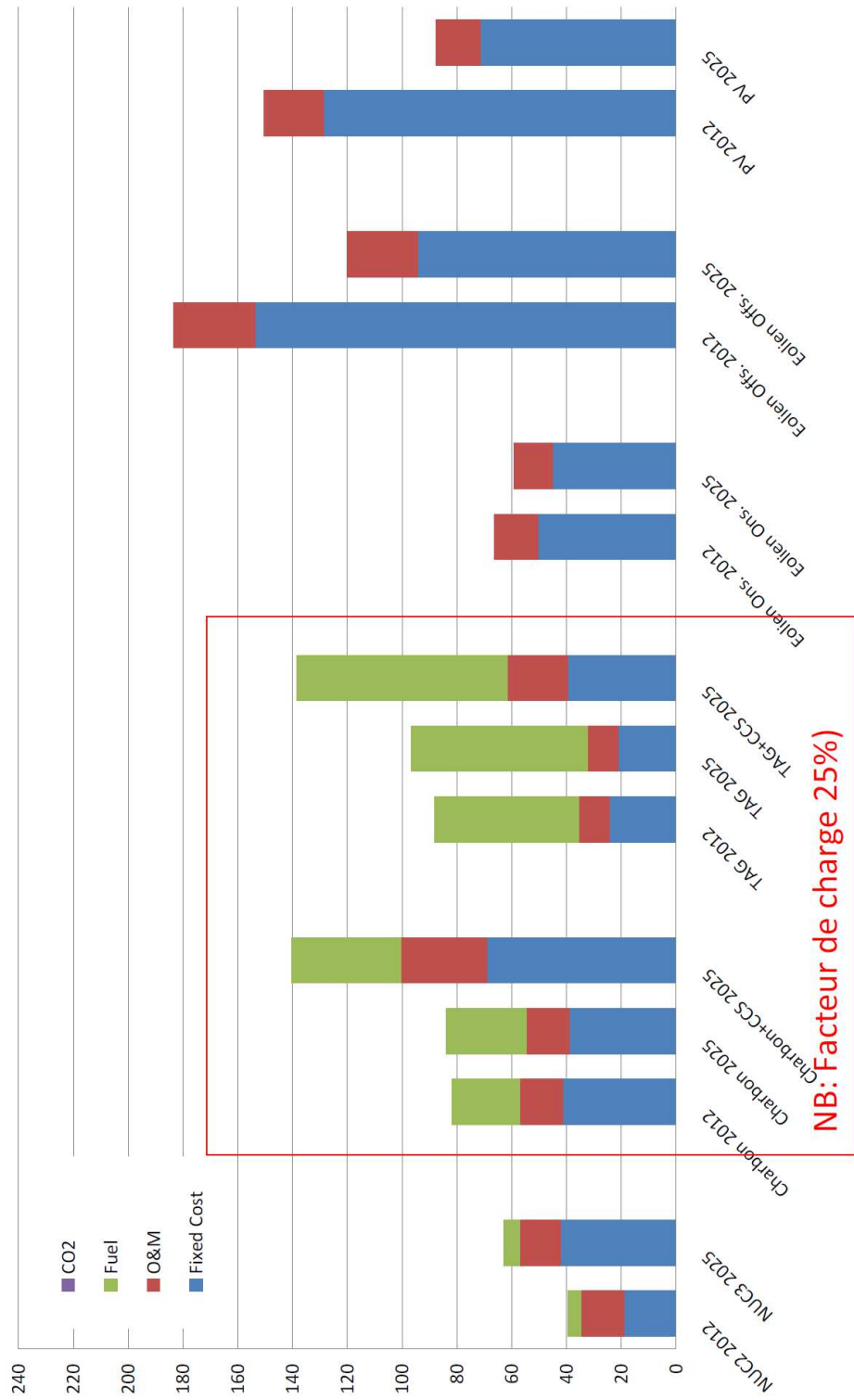
## Annexe 6 - Hypothèses relatives aux coûts unitaires des énergies (Groupe des Experts)

Source: P. Menanteau, P. Crigui Laboratoire EDDEN (CNRS-UPMIF)  
 BAd TECHPOL Laboratoire EDDEN

	2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025
Fuel price		Uranium \$/MWh		Charbon \$/t		Gaz \$/Mbtu		
Carbon price €/tCO2	7,0	8,0	120	150	12	15		
Discount rate	4%							
<b>TECHPOL db</b>								
<b>Power Technologies</b>								
<b>Nuclear* 1650 MWe</b>								
Euros 2010	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025
Overn. Inv. Cost	2000	4500	1600	1500	2600	2600	2992	2992
Technical lifetime	40	40	40	40	40	40	40	40
Construction time	8	8	3	3	4	4	5	5
Interest rate	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Decommission share****	0%	25%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Discount rate (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
<b>Total Investment Cost</b>	<b>2476</b>	<b>5851</b>	<b>1798</b>	<b>1686</b>	<b>2992</b>	<b>2992</b>	<b>2992</b>	<b>2992</b>
<b>Fixed cost</b>	<b>125</b>	<b>296</b>	<b>91</b>	<b>85</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>151</b>
FOM cost	70	70	30	30	60	60	60	60
Load. Factor	75%	80%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
<b>Fixed cost</b>	<b>30</b>	<b>52</b>	<b>55</b>	<b>53</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>
<b>Fuel price</b>	<b>19,2</b>	<b>22,3</b>	<b>122</b>	<b>153</b>	<b>153</b>	<b>153</b>	<b>153</b>	<b>153</b>
Carbon content			4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Carbon price			0	0	0	0	0	0
Electrical efficiency	33%	33%	43%	45%	33%	33%	33%	33%
CO <sub>2</sub> emissions			0,79	0,76	0,10	0,10	0,10	0,10
Fuel cost incl. Carbon	5,0	5,8	24	29	40	40	40	40
VOM cost	5,0	5,0	2,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0
<b>Variable cost</b>	<b>10,0</b>	<b>10,8</b>	<b>26</b>	<b>31</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>44</b>
<b>Production cost</b>	<b>40</b>	<b>63</b>	<b>82</b>	<b>84</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>
<b>Gas Turbine in CC 600 MWe</b>								
<b>Gas Turbine CC+ CCS** 600 MWe</b>								
<b>Wind Onshore 50 MWe</b>								
<b>Wind Offshore 250 MWe</b>								
<b>Solar PV*** (average ground and building)</b>								
	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025
	750	650	1400	1300	4200	4000	2100	1400
	25	25	20	20	12	20	25	30
	2,5	2,5	1	1	2	2	1	1
	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	5%	5%	5%	5%	10%	10%	10%	10%
	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	831	721	1503	1396	4797	4496	2286	1514
	53	46	111	103	511	331	146	88
	20	20	35	32	100	90	25	20
	25%	25%	25%	26%	38%	40%	13%	14%
	33	30	66	59	184	120	150	88
	343	429	0	0	0	0	0	0
	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	0	0	0	0	0	0	0	0
	56%	57%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	53	65	77	77	77	77	77	77
	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	55	67	88	97	138	138	138	138

NUC\*: GEN 2 in 2012, GEN 3 in 2025  
 CCS\*: capture only, excluding storage  
 PV\*\*\*: Pannel + Balance Of System  
 \*\*\*\* Pour les centrales existantes, le cout de démantèlement est pris en compte explicitement et en tant que tel dans le Tableau ELECSim

Couts de production, base de données TECHPOL  
 (€/MWh, 2012 et 2025, CO2 à 50 €/t en 2025)



## **Annexe 7 - Cahiers d'acteurs – résumé des propositions sur les coûts, bénéfices et financement de la transition énergétique**

La question des coûts, bénéfices et du financement de la transition énergétique a fait l'objet de très nombreuses contributions de la part des acteurs du débat. Celles-ci se concentrent majoritairement sur les leviers de financement : banques, rénovation thermique dans le bâtiment, prise en compte de la précarité énergétique, fiscalité, transport, renforcement de fonds dédiés, tarifs et leur gouvernance, recherche et nucléaire. Leur examen détaillé révèle quelques dissensus marqués ; ils ne sont pas nouveaux et s'expriment principalement dans le domaine de la fiscalité et des tarifs de l'énergie :

- la contribution climat-énergie : au-delà de l'opposition de principe de certains acteurs, d'autres acteurs demandent une étude d'impact préalable, sa prise en compte dans le cadre d'une réforme globale de la fiscalité ou encore une fiscalité à charge constante pour les entreprises ;
- certains acteurs sont pour le renforcement du système européen des quotas d'émission de CO2 ; l'un des autres acteurs indique qu'il est hostile à la vente aux enchères des quotas d'émission ;
- le rattrapage de la fiscalité du diesel par rapport à l'essence demandé par certains acteurs suscite la demande par l'un des acteurs du maintien d'une fiscalité spécifique attachée à la notion de carburant à usage professionnel ;
- la réduction de la défiscalisation des agrocarburants se heurte à la demande de la prise en compte de l'ensemble de leurs dimensions économiques (investissements, devises), sociales (emplois) et environnementales (gaz à effet de serre), qui légitimerait ainsi le maintien de cette défiscalisation;
- la tarification progressive de l'énergie est suspectée de remettre en cause la péréquation tarifaire induisant des inégalités régionales ;
- enfin, certains acteurs appellent au remplacement, par des aides sociales, des dispositifs de « tarification sociale » stigmatisants.

Parmi ces mesures, les propositions revenant le plus fréquemment sont résumées ci-après. Le fait que certaines d'entre elles soient portées simultanément par plusieurs acteurs ne signifie pas forcément qu'elles soient consensuelles pour l'ensemble des acteurs du débat. Les éventuels désaccords s'expriment également de façon latente dans les non-dits et qui se sont révélés ultérieurement lors des échanges pour certains.

### **Banques**

- Fléchage de l'épargne des ménages vers les travaux de performance énergétique
- Faire de la banque publique d'investissement (BPI) un outil de financement de la transition énergétique

### **Bâtiment, Prêts bonifiés**

- Soutien - accès à l'éco-prêt à taux zéro pour particulier, co-propriétés et entreprises
- Principe d'éco conditionnalité des aides publiques
- Mécanismes de tiers financement
- Guichet unique
- Dispositifs d'offre complète
- Révision, simplification des certificats d'économie d'énergie

### **Bâtiment, Précarité**

- Amplifier le programme « Habiter Mieux »
- Déployer un bouclier énergétique et services essentiels financé par une contribution très marginale sur l'ensemble des factures d'énergie (de réseau ou non) et d'eau.
- Chèques mobilité ou la baisse de TVA sur les produits de première nécessité
- Chèque énergie
- Créer une aide au chauffage pour toutes les énergies
- Remplacer les dispositifs de « tarification sociale » stigmatisants
- La précarité énergétique doit se traiter par des aides sociales pour aider les ménages

### **Bâtiment, Fiscalité**

- Dégrèvements fonction de la performance – fiscalité foncière
- Dispositif de récompense fiscale pour les entreprises qui ont su se montrer exemplaires dans l'amélioration de leur efficacité énergétique
- Bonus/malus pour favoriser les technologies les plus efficaces,

### **Fiscalité**

- Stabilité législative, réglementaire et fiscale, simplification administrative
- TVA réduite : TVA à 5% pour travaux d'efficacité énergétique
- Contribution climat énergie (taxe carbone)
- Etude d'impact préalable de toute évolution de la fiscalité carbone
- Connaître les impacts de toute nouvelle législation ou réglementation sur la compétitivité de nos entreprises
- Fiscalité écologique dans le cadre d'une réforme globale de la fiscalité
- Fiscalité d'incitation, pour faire changer les comportements, par opposition à une fiscalité écologique permettant de dégager de nouvelles ressources
- Arrêt de toute subvention publique pour certains projets énergétiques ayant un impact négatif sur l'environnement

### **Fiscalité, Transport**

- Faire payer aux transports leurs externalités avec des mesures transitoires pour accompagner ceux qui seraient pénalisés
- Rattrapage de la fiscalité du diesel par rapport à l'essence
- Eco-taxe poids-lourds

### **Fonds**

- Réactiver, renforcement, mieux affecter les ressources de certains fonds : « bois-biomasse », fonds chaleur, fonds territoriaux fonds, d'amortissement des charges
- Mobiliser les fonds européens

### **Tarifs**

- plus grande stabilité et visibilité
- Améliorer la lisibilité et la transparence, refondre, simplifier la CSPE et conduire des études d'impact en vue d'en élargir l'assiette
- Remise à plat du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)
- Mise en place de la tarification progressive de l'énergie, pour les particuliers, les entreprises, les collectivités
- Augmentation juste des prix / tarifs doit donner au consommateur un signal prix suffisamment incitatif pour déclencher un changement comportemental
- La proposition de loi Brottes pose les premiers jalons d'une inégalité des régions en termes énergétiques (Mireille Schurch, Sénatrice)

### **Gouvernance des tarifs**

- Créer une commission tripartite (Etat, entreprises, usagers) au sein de laquelle seraient élaborés et fixés les tarifs de l'énergie de manière transparente.
- Le système de régulation et de fixation des tarifs et règles applicables aux marchés de l'énergie devra être revu pour y renforcer les collectivités locales et la représentation des usagers (au sein de la CRE et du CSE en particulier).
- Pour les tarifs du marché de l'énergie, rendre, chaque année, destinataire le Parlement, d'un rapport sur leur évolution et fournir une information justificative en cas d'augmentation des prix de l'électricité

### **Recherche, nucléaire**

- Les crédits de la recherche publique doivent être massivement orientés vers la transition,

### **Nucléaire**

- Obligation d'assurance du nucléaire
- Assurer l'avantage concurrentiel dont les entreprises françaises bénéficient grâce aux prix bas de l'électricité engendrés par la rente nucléaire

## Annexe 8 - Synthèse détaillée des recommandations des cahiers d'acteurs

### Banques

1. Fléchage de l'épargne des ménages vers les travaux de performance énergétique (UPA)
2. Réaffectation au développement durable des fonds du LDD qui ne lui est pas affecté (FNE, 4D)
3. Séparer par moitié le livret LDD dont le plafond vient d'être doublé avec une partie PMI/PME et une partie développement durable exclusivement (FNE)
4. BPI et toute banques publiques : priorité à la transition énergétique (FNH, ARF, UPA, APCMA, CFTC)
5. Mettre en œuvre de nouveaux outils financiers pour créer les conditions d'une banque de la transition écologique, nationale (FNH)
6. Utiliser pour des banques publiques les mêmes « mesures non conventionnelles » que celles utilisées par la BCE depuis le début de la crise pour disposer de liquidités à des taux proches de zéro pour financer les projets de transition (FNH)
7. Encourager le secteur bancaire, notamment coopératif, à intégrer la transition énergétique dans sa stratégie (CESE)
8. Création d'un taux de l'usure écologique assurant la transparence des taux de crédits pratiqués par les banques aux investisseurs dans la transition énergétique (ESF)
9. Epargne énergétique obligatoire, chèques efficacité énergétique (Baupin, Y. Cochet, R. Dantec)

### Bâtiment, Prêts bonifiés (AMF, GERES)

10. Soutien aux éco-PTZ pour les particuliers et pour les co-propriétés par les banques (4D)
11. Disposer de structures de conseil en énergie permettant d'intégrer une instruction technique des dossiers de financement, mesure faisant actuellement cruellement défaut pour le prêt à taux zéro (GERES)
12. Eco-prêt logement social (CESE)
13. PTZ+ dans l'ancien sous condition de la réalisation de travaux de performance énergétique (UPA)
14. Accès à l'éco-prêt à taux zéro (CGPME)
15. Rendre l'audit de performance énergétique plus accessible aux PME, notamment au moyen de financements publics (CCI France)
16. Modulation des aides à l'acquisition d'un logement neuf en fonction de sa situation géographique peut donc constituer un levier fort pour inciter les ménages à s'installer dans les zones urbanisées à proximité des emplois et des services (LPO)
17. Principe d'éco conditionnalité des aides publiques (CESE, UPA, CGPME)
18. Mécanismes de tiers financement (FNCCR, Agir pour l'environnement, GERES, CESE, CFE-CGC, FNH, RAC, CFDT)
19. Guichet unique (ARF, CFDT, FNH)
20. Dispositifs d'offre complète (GERES, CFDT)
21. Nécessité d'une ingénierie suffisante en matière d'efficacité énergétique pour les collectivités (yc financière) (AMF)
22. Certificats d'économie d'énergie (GERES, UPA)
23. Révision, simplification des certificats d'économie d'énergie (CESE, CGPME, ARF, AMF, FNCCR, CCI France, Fondation Abbé Pierre)
24. Pérenniser dans le temps les dispositifs incitatifs existants (PPE, Certificats d'Economie d'Énergie, Fonds Chaleur, tarifs de rachat...) (FNSEA)
25. PPP avec risque partagé pour encourager les investissements de long-terme dans les renouvelables et dans l'efficacité énergétique (WWF France)
26. Réadapter outils existants pour se doter d'une structure globale de financement (CESE)
27. éligibilité des collectivités à des prêts bonifiés de la Caisse des dépôts sur des projets amortissables sur de très longues durées (AMF)

## **Bâtiment, Banques**

28. Faire de la BPI un outil de financement de la transition énergétique dans le cadre d'un véritable pôle financier public (CESE, CFE-CGC, Fondation Abbé Pierre et PACT, RAC, D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec, ESF)
29. Le déblocage anticipé sur les PEE et PEG voire PERCO doit être rendu possible. (CFE-CGC)
30. Les LDD, relèvement plafond livret A pour financer ces programmes lourds (CFE-CGC, UPA, FNH)
31. Mobilisation des fonds d'épargne de la Caisse des dépôts (AMF)

## **Bâtiment, Précarité**

32. Amplifier le programme « Habiter Mieux » (CESE, Fondation Abbé Pierre et PACT)
33. Intervenir fortement et en priorité sur les logements les moins performants occupés par les plus précaires (Fondation Abbé Pierre et PACT)
34. Déployer un bouclier énergétique et services essentiels financé par une contribution très marginale sur l'ensemble des factures d'énergie (de réseau ou non) et d'eau. (Fondation Abbé Pierre et PACT)
35. Chèques mobilité ou la baisse de TVA sur les produits de première nécessité (FNH)
36. Chèque énergie (FNH)
37. La précarité énergétique : face à une situation de plus en plus criante et toujours croissante, des mesures d'urgence doivent être décidées pour le financement et l'obligation des propriétaires indécis à la rénovation énergétique (GERES)
38. Créer une aide au chauffage pour toutes les énergies (CESE)
39. Revaloriser les aides au logement afin de solvabiliser les ménages qui en ont le plus besoin ; Ces mesures ne doivent pas se limiter à l'électricité et au gaz naturel, mais être étendues au gaz butane, propane, aux réseaux de chaleur et aux ENR qui ne peuvent être laissées accessibles qu'à la part la plus aisée de la population (CLCV)

## **Bâtiment, Fiscalité**

40. TVA réduite - TVA à 5% pour travaux d'efficacité énergétique (CESE, UPA, WWF France)
41. Une TVA à 7 voire à 10 % va entraver les travaux de rénovation thermique (Mireille Schurch, sénatrice)
42. Dégrèvements fonction de la performance – fiscalité foncière (Fondation Abbé Pierre et PACT, AMF)
43. Dispositif de récompense fiscale pour les entreprises qui ont su se montrer exemplaires dans l'amélioration de leur efficacité énergétique (CCI France)
44. Bonus/malus pour favoriser les technologies les plus efficaces, voire utilisation de la réglementation pour interdire progressivement les moins efficaces (D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec)
45. Incitations fiscales en direction des petites entreprises permettant de coupler des travaux de mise en conformité de leur outil de production (laboratoire), de travaux d'accessibilité, de modernisation des locaux professionnels, à des investissements énergétiquement plus efficaces (cuisson, froid, chauffage) (UPA)



## Fiscalité

46. Une fraction du produit de la taxe sur les transactions financières (TTF) devrait être utilisée pour financer la transition énergétique et la recherche verte à un niveau européen (JL. Bennhamias).
47. Contribution climat énergie (RAC, ARF, D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec, CFDT, FNH, AMF, FNAUT, FNE)
48. Une fiscalité carbone aux frontières de l'Europe (CFE-CGC)
49. Taxes aux frontières de l'Europe doivent pénaliser les produits non respectueux des engagements internationaux (CFDT)
50. Etude d'impact préalable de toute évolution de la fiscalité carbone (APCMA, UPA)
51. Connaître les impacts de toute nouvelle législation ou réglementation sur la compétitivité de nos entreprises (CGPME)
52. Fiscalité écologique dans le cadre d'une réforme globale de la fiscalité (CFTC,4D, CGPME, UPA)
53. Révision de la fiscalité écologique (FNCCR)
54. Fiscalité d'incitation : opposition à toute fiscalité écologique consistant à dégager de nouvelles ressources fiscales (UPA, CGPME, CGT)
55. Fiscalité à charge constante pour les entreprises (UPA)
56. Toute contrainte fiscale supplémentaire doit être compensée pour ne pas augmenter la pression fiscale qui pèse sur les entreprises (CGPME)
57. Fiscalité d'incitation pour faire évoluer les comportements (ADF)
58. Mieux affecter les ressources du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et les retombées fiscales de la taxe sur les consommations finales d'électricité (TCFE). (AdCF)
59. L'incitation fiscale des collectivités à s'engager dans la réalisation de projets éoliens ou photovoltaïques doit également être renforcée à travers les tarifs des impositions forfaitaires sur les entreprises de réseaux (IFER) et leur indexation ; sans commune mesure aujourd'hui avec le rendement qu'apportait la taxe professionnelle (AdCF)
60. Une Cotisation Sociale et Environnementale sur la Consommation pourrait également être mise en place pour renforcer notre compétitivité et favoriser les comportements vertueux (CFE-CGC)
61. Rattrapage de la fiscalité du diesel par rapport à l'essence (FNH, FNE, ESF, FNAUT)
62. Une fiscalité écologique en affectant ses recettes aux mesures qui permettent de diminuer la consommation de combustibles fossiles, surtout l'entretien et l'adaptation du réseau ferré urbain et interurbain (FNAUT)
63. Maintien d'une fiscalité spécifique attachée à la notion de carburant à usage professionnel, consacrée par l'Europe. En l'absence de carburants alternatifs, le diesel reste le seul carburant utilisable par les poids lourds (CGPME)
64. Mieux affecter les retombées fiscales de la taxe sur les consommations finales d'électricité (TCFE). (AdCF)
65. Déploiement des ENR matures sans aide fiscale (CFE-CGC)
66. Concentrer l'aide sur les EnR déjà en phase de déploiement commercial, celles présentant un potentiel technologique pour nos entreprises, et celles dont le bilan en termes d'externalités négatives est satisfaisant (CESE)
67. Fiscalité incitative en direction des produits les plus vertueux (CLCV)
68. Stabilité législative, réglementaire et fiscale, simplification administrative (CFE-CGC, AdCF, D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec, UPA, WWF, ADF, CGPME)
69. Les crédits d'impôt et le prêt à taux zéro pour les professionnels et TPE (APCMA)
70. Arrêt des subventions aux énergies fossiles, (plus de 20 milliards par an) (D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec, )
71. Arrêt de toute subvention publique pour les projets énergétiques nuisibles à l'environnement, et la fixation d'un cadre contraignant : agro-carburants de première et seconde génération en concertation avec la filière agricole, projets énergétiques en compétition avec l'alimentation humaine, gaz et huiles de schiste (ESF)
72. Une priorité pour la LPO est de réduire pour les supprimer à terme, les aides publiques dommageables à la biodiversité et plus généralement à l'environnement, et de réorienter ces aides vers la transition écologique. (LPO)
73. Réduction du tiers de la défiscalisation des agrocarburants en 2014, et la fin totale des subventions fin 2015 pour cette filière ; Taxation du kérosène (FNH, FNE, FNAUT)

- 74. Les biocarburants font aujourd'hui partie du bouquet énergétique, ils doivent être pris en compte dans toutes leurs dimensions : économiques (investissements, devises), sociales (emplois) et environnementales (gaz à effet de serre). (FNSEA)
- 75. Arrêt du soutien au nucléaire (FNE)
- 76. Renoncer aux avantages accordés au transport routier (notamment fiscaux) (RAC)
- 77. Certaines niches fiscales devraient être limitées ou supprimées (FNAUT)
- 78. Accélérer le report modal en encourageant le transport de marchandises par les voies navigables et ferroviaires, en renonçant aux avantages accordés au transport routier (notamment fiscaux) (RAC)

### **Fiscalité, Transport**

- 79. Eco-taxe poids-lourds (RAC, FNE, CFDT)
- 80. Corriger la surestimation du coût d'usage de la voiture par le barème fiscal kilométrique (FNAUT)
- 81. Les représentants des entreprises artisanales doivent intégrer la commission administrative constituée notamment de représentants de l'Etat, des entreprises de transport et de leurs clients, pour évaluer le fonctionnement de l'écotaxe (APCMA)
- 82. Taux de TVA réduit peut être adopté pour les véhicules les plus efficaces et un taux de TVA majoré cibler les véhicules énergivores (Agir pour l'environnement)
- 83. Incitations fiscales pour les modes de déplacement actif (vélo, marche, roller) (RAC)
- 84. Un versement « transport » régional qui permettrait de financer leurs investissements en matière de mobilités (ARF)

### **Transports**

- 85. Sobriété forcée : péage urbain pour véhicules à moteur thermique pour les agglomérations qui le souhaitent. Produit du péage affecté aux modes alternatifs à la voiture (FNAUT)
- 86. Les différents modes de transport de fret doivent payer leurs externalités, qui sont particulièrement élevées pour les camions (pollution de l'air, CO2, dégradation des routes, bruit, insécurité) (FNAUT)
- 87. Faire payer aux transports leurs externalités avec des mesures transitoires pour accompagner ceux qui seraient pénalisés (FNAUT)
- 88. Application du principe de subsidiarité : perception par les collectivités locales du produit des amendes de stationnement (FNAUT)
- 89. Mieux utiliser les moyens financiers (Etat, collectivités territoriales, entreprises, UE) en reportant vers les transports collectifs une part des crédits encore affectés à la route (FNAUT, FNH)
- 90. Soutien à tous les investissements industriels pour la voiture propre de demain (Patrice Carvahlo)

### **Fonds**

- 91. Réactiver le fonds « bois-biomasse » (proposition Grenelle) (FNSEA)
- 92. Renforcement du fonds chaleur (ARF, RAC, FNSEA, FNH, CCI France)
- 93. Favoriser le développement de fonds territoriaux spécifiques en faveur des entreprises artisanales innovantes, sous la forme de prêt à taux zéro avec différé d'amortissement de deux ans ou d'avances remboursables, dont le pilotage serait assuré par les chambres de métiers et de l'artisanat (APCMA, AMF)
- 94. Augmenter le fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé) (FNCCR)
- 95. Mobiliser les fonds européens (FEDER) (ARF)
- 96. Réallocation de fonds déjà existants (RAC)
- 97. Mieux affecter les ressources du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) (AdCF, ARF)
- 98. Fonds de financement de l'efficacité énergétique alimentés par les consommations finales d'énergie (D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec)
- 99. Création d'un fonds carbone (alimenté par les recettes des quotas carbone, les certificats d'économie d'énergie, une éventuelle taxe carbone) (AMF)

100. Avec des trajectoires tarifaires revues et clairement affichées, les installations historiques (hydraulique et nucléaire) pourraient dégager des marges de manoeuvres financières pour un fonds d'investissement public dans les EnR, la recherche sur le stockage et l'efficacité énergétique (CFE-CGC)

## Tarifs

101. La CSPE doit être réservée au financement de la péréquation tarifaire (ESF)
102. Améliorer la lisibilité et la transparence de la CSPE et conduire des études d'impact en vue d'en élargir l'assiette (CESE, ARF, CFE-CGC)
103. Refondre la CSPE (AMF, CFDT, RAC)
104. Généraliser la CSPE à toutes les énergies (CFDT)
105. Simplifier la CSPE sur le modèle du biogaz (CLER)
106. Revoir le financement lié aux énergies renouvelables (Mireille Schurch, Sénatrice)
107. Renforcer le développement de la méthanisation via l'optimisation et l'harmonisation des tarifs d'achat et le raccourcissement des procédures (CLER, FNSEA)
108. La création d'un tarif d'achat de l'électricité issue de cogénération à base de biomasse solide, cumulables avec les aides apportées à la production de chaleur (RAC)
109. La réévaluation du tarif d'achat dédié à l'électricité issue de la cogénération à base de biogaz afin de permettre à la filière de se déployer (RAC)
110. Remise à plat du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) (ARF, ESF)
111. Adapter les objectifs 2020 pour le photovoltaïque tout en rationalisant le tarif d'achat (CLER)
112. Faire en sorte qu'à terme la bonification du tarif d'achat de 10% pour les installations photovoltaïques « Made in Europe » ne concerne pas les seuls modules mais également les autres composants industriels (CCI France)
113. Qu'un coefficient d'ensoleillement soit appliqué pour fixer les tarifs de l'électricité du photovoltaïque sur bâtiment. (FNSEA)
114. Plutôt que de recourir à un appel d'offres pour les projets entre 100kWc et 250kWc, un tarif de rachat doit s'appliquer pour l'ensemble des projets jusqu'à 250kWc (FNSEA)
115. Enchérissement progressif et programmé des tarifs de l'électricité pour en refléter le coût complet. (ESF)
116. Tarification réellement progressive de l'énergie pour rémunérer le négawatt ; dispositifs spécifiques pour les électro-intensifs et gros consommateurs pour accompagner leur transition vers des consommations plus sobres (D. Baupin, Y. Cochet, R. Dantec)
117. La proposition de loi Brottes pose les premiers jalons d'une inégalité des régions en termes énergétiques (Mireille Schurch, Sénatrice)
118. Augmentation juste des prix / tarifs doit donner au consommateur un signal prix suffisamment incitatif pour déclencher un changement comportemental et justifier les investissements en matière d'efficacité énergétique. A ces augmentations [des prix de l'énergie] doivent être adossés à des dispositifs de prise en compte de la précarité énergétique et la mise en place de solutions alternatives dans le secteur des transports (CFE-CGC)
119. Bannir les scénarios qui livrent l'énergie au marché et conduisent à l'explosion des tarifs (Patrice Carvahlo, Député)
120. Mise en place de la tarification progressive de l'énergie, pour les particuliers, les entreprises, les collectivités, et affectation de sommes collectées par EDF du fait de l'augmentation des tarifs de l'électricité au soutien des investissements vers l'efficacité énergétique en commençant par les plus défavorisés, et les énergies renouvelables (CFDT)
121. Développement massif des ENR avec un soutien financier pérenne et visible mais dont l'arrêt à terme (en sifflet) est prévu (CFDT)
122. Mécanisme commun européen de tarifs de rachat et/ou de subventions aux filières ENR avec une plus grande stabilité et visibilité à moyen terme pour les acteurs de la filière (CCI France)
123. Les politiques de prix [des ENR] doivent avoir une visibilité à moyen terme et être transparentes. (CFDT, AdCF,4D, CCI France, APCMA )
124. Créer une commission tripartite (Etat, entreprises, usagers) au sein de laquelle seraient élaborés et fixés les tarifs de l'énergie de manière transparente. (CGT)
125. Le système de régulation et de fixation des tarifs et règles applicables aux marchés de l'énergie devra être revu pour y renforcer les collectivités locales et la représentation des usagers (au sein de la CRE et du CSE en particulier). (ARF)

- 126. Pour les tarifs du marché de l'énergie, rendre, chaque année, destinataire le Parlement, d'un rapport sur leur évolution et fournir une information justificative en cas d'augmentation des prix de l'électricité (CCI France)
- 127. Remplacer les dispositifs de « tarification sociale » stigmatisants (CLCV)
- 128. La précarité énergétique doit se traiter par des aides sociales pour aider les ménages modestes et permettre l'accès de tous à l'efficacité énergétique (CLER)
- 129. Préserver dans le futur mix un service de l'électricité à coûts de production réduits, pour préserver la compétitivité de certains secteurs économiques clefs, protéger les ménages de hausses excessives et lutter contre la précarité (CESE)
- 130. Maintenir les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les entreprises qui sont des petits consommateurs (CCI France)
- 131. Renforcer l'incitation fiscale des collectivités à s'engager dans la réalisation de projets éoliens ou photovoltaïques à travers les tarifs des impositions forfaitaires sur les entreprises de réseaux (IFER) (AdCF)

### **Compétitivité**

- 132. Simplifier et faciliter l'accès aux aides environnementales pour les entreprises, notamment les PME et TPE, en adaptant les règles d'investissement de dispositifs publics de financement aux besoins des petites entreprises (APCMA).

### **Recherche, nucléaire**

- 133. Au niveau territorial, dans le cadre des investissements d'avenir, les Sociétés d'Accélération du Transfert de Technologie (SATT) ont un rôle majeur à jouer dans le transfert des résultats des projets du domaine de la transition énergétique. (CPU)
- 134. Effectuer une expertise de la chaîne de financement de la R&D afin de soutenir les entreprises dans la phase de pré-industrialisation (CESE)
- 135. D'ici 2020, déterminer les montants des investissements de R&D en fonction de l'état de la recherche et non en prédéterminant les financements en volume (CESE)
- 136. Les crédits de la recherche publique doivent être massivement orientés vers la transition, que ce soit pour les efforts liés à l'efficacité ou aux EnR qui représentent ensemble moins de 30% des budgets alloués contre 50% pour le nucléaire en dépit des engagements pris à ce sujet (CLER)
- 137. Actualiser les aides au profit des ENR pour en renforcer l'efficacité, et les focaliser sur la recherche, l'innovation et le développement de filières industrielles favorisant l'émergence de champions à l'échelle a minima européenne, en particulier du stockage (ESF)
- 138. Baisser la part du budget dévolue au nucléaire, augmenter les moyens aux nouvelles énergies renouvelables. (JL Bennhamias, CLER)
- 139. Financer la recherche sur l'énergie en allouant une partie des recettes des quotas ETS (CESE)

### **Nucléaire**

- 140. Obligation d'assurance du nucléaire à plus de 50% auprès du secteur privé, combustible usagé valorisé comme déchet par absence de débouché, obligation d'investissement des provisions sur l'ensemble de la filière électrique et fin de la bulle spéculative sur la filière nucléaire (ESF)
- 141. Assurer l'avantage concurrentiel dont les entreprises françaises bénéficient grâce aux prix bas de l'électricité engendrés par la rente nucléaire (CCI France, MEDEF)
- 142. Elévation décisive, nationale et internationale, des garanties de sûreté nucléaire. (Patrice Carvahlo, Député)

### **Appels d'offre**

- 143. Introduire une procédure adaptée aux collectivités en matière d'appel d'offre pour les projets photovoltaïques (AMF)

## **Marchés publics**

144. Des contrats de marchés publics faisant de la sobriété énergétique un critère de choix (4D)
145. La prise en compte, dans les marchés publics, de critères de « développement durable » devrait être facilitée (AMF, FNH)
146. Améliorer l'accès aux marchés publics des TPE-PME/PMI exemplaires en matière de développement durable (ex. reconnu grenelle)
147. Adapter le code des marchés publics au monde de l'énergie qui s'accommode mal des procédures lourdes aux délais non maîtrisés. Il faut inventer un nouveau mode de dévolution éloigné des mécanismes qui sont issus de l'après-guerre (JC Merceron, Sénateur)

## **Système européen de quotas d'émissions**

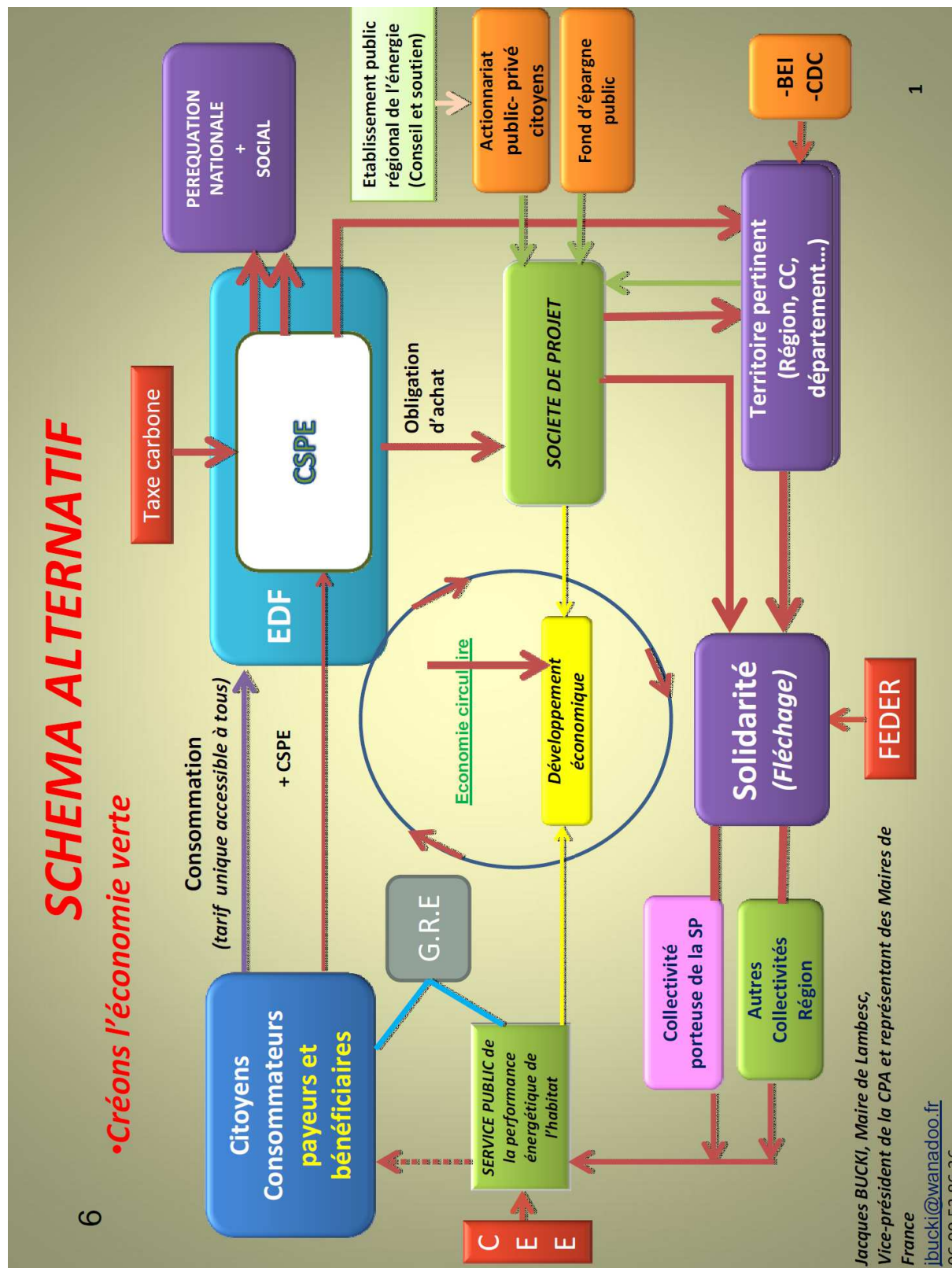
148. Renforcer le système (FNH, FNE, CESE, WWF France)
149. Opposition à la vente aux enchères de quota d'émission de CO2 (Mireille Schurch)
150. Evaluer le bilan du marché ETS européen (CESE)

## **Divers**

151. Diffusion plus large de la notion d'approche en coût global et la sensibilisation des acteurs doivent également être assurées (MEDEF)
152. Mettre en place d'une évaluation régulière des mesures publiques d'accompagnement financier (CESE)
153. Systématisation de l'évaluation des impacts et des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux des mesures, par le recours aux analyses coûts bénéfiques de l'action (mais aussi de l'inaction qui coûte souvent plus cher) et aux analyses de cycles de vie (CFDT)
154. Soutenir les entreprises qui mettent en place des systèmes de management de l'énergie (MEDEF)
155. Pour l'électricité (hors chauffage), créer des systèmes de bonus / malus adaptés qui pénalisent les appareils énergivores et aident de manière ciblée les ménages modestes

**Annexe 9 - Hypothèses du scénario DGEC d'évolution de la CSPE à cadre réglementaire actuel constant**

<b>Filière</b>	<b>Trajectoire à l'horizon 2020</b>
Photovoltaïque	+ 1000MW/an dont 480 MW/an pour les installations au sol.
Eolien terrestre	+1000MW en 2013 puis +1200 MW/an
Eolien en mer	400 MW en 2018, +1000MW en 2019 et +600MW en 2020
Biomasse	+1000 MW entre fin 2011 et 2020
Biogaz	+ 50MW/an
Cogénération	Capacité passant de 3,3 GW en 2012 à environ 1,5 GW en 2020 : <ul style="list-style-type: none"> <li>- pas de nouveau contrat d'achat pour les installations &gt; 12MW <ul style="list-style-type: none"> <li>- 60% des installations de moins de 12 MW obtiennent un second contrat d'achat (après rénovation)</li> </ul> </li> <li>- 3 à 5 nouvelles installations chaque année de moins de 12 MW.</li> </ul>





## Annexe 11 - Liste des principaux rapports récents étudiés par le groupe

1. Gérer les changements climatiques, promouvoir le développement et l'équité, Nicholas Stern, Présentation au Collège de France, 5 février 2010
2. Key Elements of a Global Deal on Climate Change, Nicholas Stern, the London School of Economics and political science, Avril 2008
3. 2006, Stern N., The economics of climate change: the Stern review, Cambridge University Press
4. Green Investment Report 2013, World Economic Forum
5. Le développement des énergies renouvelables: quel équilibre entre politique environnementale et politique industrielle, Séminaire Développement Durable, Institut du développement durable et des relations internationales – Céline Marcy - IDDRI, Sciences Po Paris
6. The politics of carbon taxation in France: preferences, institutions, and ideologies, Working paper, octobre 2012, Carole-Anne Sénit - IDDRI
7. Repères - Chiffres clés de l'énergie, 2012 - Commissariat général au développement durable
8. Le financement de la croissance verte, Conseil économique pour le développement durable (Janvier 2013)
9. Le financement de la transition écologique, Actes du séminaire du 12 juillet 2012
10. Financer des sociétés résilientes, des territoires robustes, rapport à la Déléguée interministérielle au développement durable, Eurogroup Institute, mai 2012
11. Rapport du Sénat sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques, Juillet 2012
12. Les coûts de la filière électronucléaire, Rapport public thématique de la Cour des comptes, Janvier 2012
13. The role of institutional investors in financing clean energy, Rapport OCDE, Avril 2012
14. Strategies for green growth: framing the issues, Rapport OCDE, Décembre 2010
15. Analyse comparée des mesures incitatives à l'efficacité énergétique - Regards croisés sur les politiques françaises et allemandes, IDDRI - A. Rüdinger, 28 février 2013
16. Rapport « Financements innovants de l'efficacité énergétique » (Plan bâtiment durable)
17. L'enjeu du financement de la transition énergétique : le cas de l'Allemagne (IDDRI), A. Rüdinger, 28 février 2013
18. Energie & industrie, Présentation, S. Padilla, 12 mars 2013
19. Analyse sociologique des dépenses d'amélioration des logements (maisons individuelles) (E. Blanchet Carbone 4 INSEE)
20. L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse input-output du scénario négaWatt, mars 2013 (Philippe Quirion, CIRED)
21. Changement climatique, Coûts des impacts et pistes d'adaptation - Rapport au Premier ministre, Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique, 2009
22. Energies propres pour l'Europe : une contribution renforcée de la BEI
23. Livre Vert « Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 ». Commission européenne, mars 2013
24. Dynamiser l'épargne financière des ménages pour financer l'investissement et la compétitivité. Rapport au Premier ministre – 2 avril 2013
25. Le facteur 4 en France : la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. Rapport du Conseil général du développement durable - février 2013

## Annexe 12 - Liste des principales notes d'experts produites pour le groupe

1. Secteur du bâtiment : ordres de grandeur de coûts. Note de Dominique Dron, 11 mars 2013
2. Synthèse secteur tertiaire. Note ADEME DESRI/DRP/SEP/GC, mars 2013
3. Réseaux électriques - investissement 2020-2030. Fiche RTE, mars 2013
4. Réseaux gaziers. Fiche de Adeline Duterque, 7 mars 2013
5. Les coûts du nucléaire actuel et futur. Fiche de Paul Lucchese, 7 mars 2013
6. Coût du nucléaire existant et futur: critique de la note « Fiche sur les coûts du nucléaire actuel et futur de Paul Lucchese au CNDTE, 10 mars 2013, par B. Dessus
7. Financement des énergies renouvelables. Fiche de Corentin Sivy – Cédric Philibert, 7 mars 2013
8. Energies renouvelables électriques et contribution au service public de l'électricité (CSPE). Fiche, mars 2013
9. Travaux de l'IRSN sur le coût économique des accidents nucléaires entraînant des rejets radioactifs dans l'environnement. Note IRSN du 19 février 2013
10. Potentiel biomasse agricole et forestière, financements correspondants. Fiche de S. Alexandre, P. Lucchese, C. Couturier, A. Duterque, N. Alazard-Toux, C. Philibert, 15 mars 2013
11. Plug-in hybrids ou autoroutes électriques – le cas des poids lourds. Fiche de Cédric Philibert (AIE) rev. 2009
12. Investissements nécessaires pour un système durable de transport routier. Fiche de Paul Lucchese, CEA, Ancre Groupe Transports, fiche, 15 mars 2013
13. Perspectives sur le développement GNL dans le transport. Fiche de A. Duterque, 15 mars 2013
14. Perspectives sur le développement du GNV et bioGNV en France 2020-2050. Fiche de A. Duterque, 15 mars 2013
15. Efficacité énergétique dans l'industrie. Fiche de Laurent FORTI, 14 mars 2013
16. Transition énergétique de l'agriculture. Fiche de S. Alexandre, 15 mars 2013
17. Transition énergétique de la pêche. Fiche de S. Alexandre, 15 mars 2013
18. Outils de financement pour la rénovation énergétique et la lutte contre la précarité énergétique. Note SEP – ADEME, 27 mars 2013
19. Certificat d'économie d'énergie – éléments de bilan et perspectives. Note, P. Douillard, SC/SEP – ADEME, 27 mars 2013
20. Bilan bois énergie au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Présentation ADEME, Brigitte Guibaud, 16 janvier 2013
21. Rappel des soutiens aux énergies renouvelables issues de biomasse. Fiche DGEC, 27 février 2013
22. Rappel des soutiens aux EnR issues de biomasse. Fiche de S. Alexandre, 27 février 2013
23. Synergie entre nucléaire et énergies renouvelables. Fiche de P. Lucchese, 28 mars 2013
24. Note d'accompagnement sur les coûts du nucléaire - Accords et divergences des experts, Paul Lucchese, 27 mars 2013
25. La Contribution au Service Public de l'Electricité. Fiche de Adeline Duterque, 27 mars 2013
26. La politique de soutien aux ENR. Panorama des outils par Jean-Marc Moulinier, 27 mars 2013
27. Modulation géographique des aides au photovoltaïque : avantages et inconvénients. Note du 15 mars 2013

28. Comparatif des appels d'offres et tarifs d'achat appliqués au solaire photovoltaïque, 15 mars 2013
29. Perspectives sur le développement du GNV et bioGNV en France 2020-2050, Coûts et financements, 28 mars 2013
30. Investissements nécessaires pour un système durable de transport routier. Volet véhicules avancés et infrastructures correspondantes. Ordres de grandeur-Coûts et Surcoûts. Fiche de Paul Luchesse, 28 mars 2013
31. Evaluation du montant d'investissements à mobiliser pour atteindre les gisements d'économie d'énergie dans l'industrie, Fiche SEET/SEP – ADEME, 27 mars 2013
32. Récapitulatif investissements et projections, investissements actuels. Fiche de Dominique Dron, 1er avril 2013
33. Tableau ELECSIM – simulations heuristiques du système électrique français dans la transition énergétique. Note de P. Criqui, 28 mars 2013
34. Tableur ELECSIM : simulations de quatre trajectoires du système électrique français dans la transition énergétique. Note de P. Criqui et M. Colombier, 11 Avril 2013
35. La contribution au service public de l'électricité (CSPE), scénario d'évolution. Présentation de la DGEC
36. Investissements dans le secteur transport, une évaluation de deux scénarios contrastés sur les choix technologiques à l'horizon 2050. Note de N. Alazard-Toux, 5 avril 2013
37. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité. Note de la Commission de régulation de l'électricité
38. Les modalités de financement du système énergétique et les outils au service de la transition énergétique. Présentation de la DGEC, mars 2013
39. L'impact sur les secteurs industriels de l'introduction d'une taxe carbone en France (COE-REXECODE, document de travail n°39, avril 2013)
40. Avis N°1 du Comité pour la fiscalité écologique du 28 mars 2013 : introduction d'une assiette carbone dans la fiscalité française
41. Projet d'avis du Comité pour la fiscalité écologique : l'écart de taxation entre le gazole et l'essence
42. Synergies entre nucléaire et énergies renouvelables. Note de Paul Lucchese, 28 mars 2013
43. Panorama des outils financiers européens pour les Collectivités territoriales. Présentation ADEME
44. Synthèse des investissements et facture énergétique. Note de D. Dron et Ester Finidori, 16 mai 2013
45. Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique, Renaud Crassous, Fabien Roques, 2 mai 2013

**Annexe 13 - Liste des personnes auditionnées**

<b>NOMS</b>	<b>PRENOMS</b>	<b>ORGANISME</b>
ALAZARD-TOUX	Nathalie	IFP Energie nouvelles
BERIOT	Nicolas	ONERC
CRIQUI	Patrick	GROUPE DES EXPERTS
DELAMARRE	Christine	CREDIT AGRICOLE / UNIFERGIE
DE PERTHUIS	Christian	Comité sur la fiscalité écologique
DUCRET	Pierre	CDC Climat
DUPRE	Stanislas	2° Invest
GIRAUD	Gael	CNRS
MOMAL	Patrick	IRSN
PAPPALARDO	Michèle	GROUPE DES EXPERTS / Cour des comptes
QUIRION	Philippe	CIREN/CNRS
REPUSSARD	Jacques	IRSN
VIRLOUVET	Gaël	CESE
REYSSET	Bertrand	ONERC

• • • Un débat ouvert à tous



Pour réussir à construire ce nouveau modèle de société,  
nous avons besoin de vous tous, de votre mobilisation, de vos avis,  
témoignages et expériences.

[www.transition-energetique.gouv.fr](http://www.transition-energetique.gouv.fr)

**Secrétariat général du débat national  
sur la transition énergétique**

246, boulevard Saint-Germain

75007 Paris

Tél. 33 (0)1 40 81 77 94

