

# Évaluation macroéconomique de la transition électrique en France

Par Nicolas GOVILLOT  
Ingénieur en chef des Mines  
Richard LAVERGNE  
Ingénieur général des Mines  
et François VALÉRIAN  
Ingénieur général des Mines

Les auteurs ont bâti une modélisation macroéconomique simplifiée de différents scénarii d'évolution du mix français de production électrique à horizon 2030. Les scénarii sont évalués selon leur coût de production total, leurs émissions carbonées et leur impact sur le solde commercial de la France. Les données de production françaises sont utilisées en moyenne sur trois ans selon un pas demi-horaire. Cette modélisation peut être considérée comme un outil d'aide à la décision publique.

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) a été élaborée notamment pour marquer une exemplarité française en vue de la Conférence COP21 qui devait aboutir en décembre 2015 à l'Accord de Paris sur le Climat. Le présent article s'attache à analyser et à quantifier les aspects économiques de cette loi et des textes pris pour son application, en ce qui concerne le système électrique français.

## Pourquoi mener la transition énergétique ?

Le concept de transition énergétique varie selon les circonstances nationales (par exemple, la fin de l'exploitation du gaz naturel aux Pays-Bas oblige ce pays à repenser son modèle économique actuellement très dépendant de la rente gazière, ce que les Néerlandais ont qualifié d'*Energietransitie* dès le début des années 2000) et les parties prenantes : il s'agit d'abord de décarboner l'économie, mais il peut aussi s'agir, selon le cas, de réduire les prélèvements en ressources naturelles, de décentraliser la politique énergétique, de définir de nouveaux modèles de production d'énergie, voire de sortir du nucléaire ou de s'engager vers une économie volontairement en décroissance.

Dans le dossier du DNTE<sup>(1)</sup> de juillet 2013, la définition de la transition énergétique n'est guère précise : « La France doit aujourd'hui s'engager pleinement dans une modernisation de ses modes de consommation et de production d'énergie : elle doit s'engager dans la transition énergétique. Cette transition doit lui permettre d'infléchir sa trajectoire pour répondre à plusieurs phénomènes qui se

rencontrent ». Ainsi, la loi TECV ne la définit pas directement de façon plus précise comme cela apparaît dans son article 1<sup>er</sup> repris dans l'article L. 100-1 du Code de l'énergie.

Lors de la présentation du projet de loi TECV au Conseil des ministres du 30 juillet 2014, la ministre chargée de l'Environnement et de l'Énergie avait indiqué que « la transition énergétique vise à préparer l'après-pétrole et à instaurer un nouveau modèle énergétique français, plus robuste et plus durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement ». À ce titre, la loi TECV devait permettre « de consommer mieux, de produire autrement, de faire progresser la société et de créer des emplois ».

De fait, la loi TECV, ainsi que ses déclinaisons que sont la SNBC<sup>(2)</sup> et la PPE<sup>(3)</sup>, juxtaposent de multiples objectifs quantitatifs, généraux et sectoriels, à des horizons divers et à un niveau de détail souvent très fin (par exemple, « multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030<sup>(4)</sup> », « le parc global concerné [bâtiments existants à usage tertiaire ou dans

(1) *Débat national sur la transition énergétique (novembre 2012 – juillet 2013).*

(2) *Stratégie nationale bas carbone.*

(3) *Programmation pluriannuelle de l'énergie. Le présent article s'appuie sur la PPE découlant du décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016, sachant qu'une actualisation a été préparée tout au long de l'année 2018, <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20intégralité.pdf>*

(4) *Loi TECV, art. 1<sup>er</sup>, III.*

lesquels s'exerce une activité de service public] vise à réduire ses consommations d'énergie finale d'au moins 60 % en 2050 par rapport à 2010, mesurées en valeur absolue de consommation pour l'ensemble du secteur<sup>(5)</sup> », « la France se fixe comme objectif l'installation, d'ici à 2030, d'au moins sept millions de points de charge<sup>(6)</sup> »...).

Quels que soient le pays et le concept de transition énergétique qui y est appliqué, il y a cependant consensus sur le fait que l'électricité est vouée à jouer un rôle central dans la transition énergétique. L'origine de cette électricité est cependant sujette à débat, y compris entre les États membres de l'Union européenne (UE). Ainsi certains pays intègrent-ils le nucléaire parmi les « énergies propres » n'émettant pas de CO<sub>2</sub> (voir le *Clean Energy Ministerial and Mission Innovation*), alors que d'autres se l'interdisent et que des parties prenantes prônent le 100 % d'énergies renouvelables. L'attrait pour les énergies renouvelables « variables » (qualifiées aussi d'énergies « intermittentes ») est assez généralisé au niveau mondial et se justifie par la forte baisse du coût des équipements (éolien, PV) obtenue grâce à l'industrialisation de masse, notamment en Asie, et à des subventions à la consommation. Cet engouement soulève toutefois des difficultés de pilotage du système électrique dont les conséquences en termes de coût global et de sécurité d'approvisionnement sont encore mal connues, avec des prises de position médiatiques parfois militantes et controversées. L'hydraulique bénéficie, bien entendu, d'une préférence dans les pays où des capacités sont encore disponibles (par exemple, en Afrique).

Un consensus, assez large au niveau mondial, existe aussi sur la nécessité de réduire l'usage du charbon et du pétrole, le gaz naturel restant perçu comme une forme d'énergie intermédiaire dans l'objectif d'atteindre la « neutralité carbone » au cours de la seconde moitié du siècle. Les autres composantes du mix énergétique reposent sur l'électricité « bas carbone » (nucléaire, éolien, photovoltaïque, énergies marines), les énergies renouvelables thermiques (biomasse, biogaz, géothermie...), le stockage d'électricité (batteries, STEP, etc.) et, éventuellement, l'hydrogène. Le recours au CSC<sup>(7)</sup>, dont l'acceptabilité et la rentabilité varient selon les experts, serait nécessaire selon l'AIE pour atteindre les objectifs d'émissions tout en continuant d'utiliser parcimonieusement les énergies fossiles. Enfin, concernant le bouclage entre l'offre et la demande, un certain consensus existe en Europe sur le besoin d'efforts supplémentaires d'économies d'énergie et de flexibilité de la demande (effacements, *smart grids*, numérique...), même si leur impact économique est controversé.

Ces transformations affectent l'équilibre offre-demande d'électricité en France. RTE a d'ailleurs annoncé dans l'édition 2016 de son bilan prévisionnel que les enjeux économiques qui pesaient sur la filière thermique conduisaient à une incertitude de plus de 5 GW sur l'état des marges de sécurité d'approvisionnement électrique dès l'hiver 2017-2018. Plus précisément, seule une « variante de consommation basse » permettrait de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement jusqu'à l'hiver 2020-2021. Cette fragilisation du système électrique français

engendre des coûts directs et indirects dont l'ampleur fait l'objet de vifs débats entre experts (notamment les « coûts système » pour l'intégration des énergies renouvelables variables lorsque leur part s'accroît fortement). L'acceptation sociale du nouveau système est également un sujet mal connu, les Français s'exprimant, dans les sondages, « naturellement » en faveur du développement des énergies renouvelables, tout en refusant majoritairement les hausses de prix et les contraintes qu'elles pourraient engendrer (délestage, rationnement, etc.). Par ailleurs, les oppositions locales, fréquentes voire systématiques, aux nouveaux parcs éoliens ou à la construction de nouvelles lignes électriques, témoignent de la sensibilité de ce sujet.

## Forces et faiblesses de la France pour une transition énergétique

La transition énergétique en France s'inscrit dans un contexte favorable de stratégies européennes ambitieuses aux horizons 2020 et 2030, prônant la réduction des gaz à effet de serre, le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique et celle de la recherche et innovation. Les objectifs ainsi définis pour la France, au titre du partage des efforts entre les États membres, sont cependant moins contraignants et surtout beaucoup moins nombreux que ceux (une quarantaine) issus de la loi TECV et de la PPE.

La France est déjà nettement moins intensive en émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique<sup>(8)</sup> par rapport à ses voisins<sup>(9)</sup>, tant par habitant (5,4 tCO<sub>2</sub>, contre 10,1 pour l'Allemagne et 7,1 pour l'UE) que par unité de PIB (171 tCO<sub>2</sub>/M€, contre 299 en Allemagne et 274 pour l'UE), et légèrement plus « électrifiée » (6,3 MWh/habitant et 25 % de la consommation finale énergétique, contre 6,3 et 21 % en Allemagne et 5,3 et 22 % pour l'UE).

Les émissions de GES<sup>(10)</sup> doivent baisser en France de 37 % d'ici à 2030, par rapport à 2005, selon le règlement européen de partage des efforts adopté par le Conseil le 14 mai 2018, tandis que la loi TECV a fixé une baisse légèrement plus ambitieuse, de 40 % d'ici à 2030. Le Plan Climat de 2017<sup>(11)</sup> est sans doute encore plus exigeant, puisqu'il prévoit une « neutralité carbone » de la France à l'horizon 2050. L'avance relative de la France en matière de réduction de ses émissions de CO<sub>2</sub>, par rapport aux autres États membres, est cependant due à des spécificités dont il est difficile d'espérer des progrès tendanciellement supplémentaires : le mix de production électrique est déjà décarboné à 94 %, les véhicules routiers sont de taille relativement plus réduite par rapport à la moyenne

(5) Loi TECV, art. 17.

(6) Loi TECV, art. 41.

(7) Captage et stockage du carbone (CCS, en anglais).

(8) L'analyse faite dans le présent article se focalisant sur l'électricité, l'essentiel des gaz à effet de serre concernés se limitent au CO<sub>2</sub> d'origine énergétique ; il ne sera donc question dans la suite de l'article que de ces émissions.

(9) Source : « EU energy in figures », Statistical pocketbook 2016, Eurostat.

(10) Gaz à effet de serre.

(11) <https://www.gouvernement.fr/action/plan-climat>

européenne, la part du chauffage électrique dans les bâtiments est considérée comme enviable par certains pays (Royaume-Uni) et le poids de l'industrie manufacturière française en termes de valeur ajoutée dans le PIB a fortement décliné (12) (10 % en 2014, contre 20 % en Allemagne et 14 % pour l'UE). Inversement, s'agissant des émissions de CO<sub>2</sub> dues aux transports, la France est handicapée par sa superficie et la faible densité de sa population.

La part des énergies fossiles dans la consommation finale (13) d'énergie (énergétique et non énergétique) s'élève à 67 %, contre 71 % en Allemagne et 69 % pour l'UE. D'un niveau de 165 Mtep en 2012 et de 162 Mtep en 2015, cette consommation finale d'énergie passerait, selon la PPE, à 153 Mtep en 2018 (- 7 % par rapport à 2012) et à 144 Mtep en 2023 (- 13,6 % par rapport à 2012). Ce qui, compte tenu de l'objectif de baisse de 20 % de la consommation finale énergétique d'ici à 2030 par rapport à 2012 prévu par la loi TECV, la ferait passer à 131 Mtep en 2030. D'un rythme de baisse de 0,7 % par an entre 2005 et 2015, on passerait ainsi à un rythme de baisse de - 1,4 % par an entre 2015 et 2030, soit un doublement de l'effort.

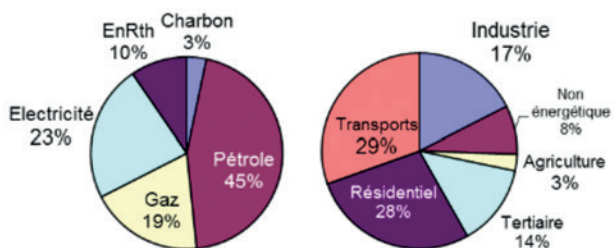


Figure 1 : Consommation d'énergie finale de la France en 2015 (162 Mtep).  
Source : « Bilan énergétique de 2015 », MTES (14)-SDES (15), juillet 2016.

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie était de 15,2 % en 2015, contre 14,6 % en Allemagne et 16,7 % pour l'UE. Cette part est sensible aux conditions climatiques de l'année. Mais elle tend à augmenter plus rapidement en Allemagne qu'en France, bien que les objectifs à court terme de l'Allemagne soient moins ambitieux que les nôtres (18 % en 2020, contre 23 % en France, selon le partage « contraignant » des efforts issus de la directive 2009/28).

S'agissant de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, la France a anticipé avec la loi TECV sur la publication du partage « non contraignant » des efforts entre États membres, en application du *Clean Energy for All Europeans Package* (proposé fin 2016 par la Commission européenne) : 32 % en 2030, comme pour l'ensemble de l'UE, bien qu'il s'agisse d'un objectif de 2 à 6 points supérieur à celui envisagé pour la France dans l'étude d'impact (16) de la Commission.

S'agissant de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement hydraulique, éolien, photovoltaïque et déchets renouvelables), la loi TECV et la PPE ont fixé à la France l'objectif que cette production atteigne 40 % de sa production totale d'électricité en 2030,

contre 19 % en 2016. La PPE a ajouté des objectifs en termes de puissance installée, notamment pour l'éolien et le photovoltaïque, faisant apparaître une option « haute » (conforme à la loi TECV) et une option « basse » (en cas de retard faible au regard du respect de la loi TECV).

Energies renouvelables électriques	<b>Augmentation de plus 50% de la capacité installée en 2023 pour atteindre entre 71 et 78 GW</b>
Energies renouvelables chaleur	<b>Augmentation de plus de 50% de la capacité installée avec une production de 19 Mtep</b>
Production de biométhane injecté dans le réseau de gaz	<b>8 TWh en 2023</b>
Consommation finale d'énergie	<b>Baisse de 12,3% en 2023 par rapport à 2012</b>
Consommation primaire des énergies fossiles	<b>Baisse de 22% en 2023 par rapport à 2012</b>
Consommation primaire du charbon	<b>Baisse de 37% en 2023 par rapport à 2012</b>
Consommation primaire des produits pétroliers	<b>Baisse de 23% en 2023 par rapport à 2012</b>
Consommation primaire du gaz	<b>Baisse de 16% en 2023 par rapport à 2012</b>
Emissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie	<b>294 MtCO2 en 2018 (&lt; au budget carbone de 299 MtCO2) 254 MtCO2 en 2023 (&lt; au budget carbone de 270 MtCO2)</b>
Croissance économique	<b>Hausse de 1,1 pt de PIB en 2030 par rapport au scénario tendanciel</b>
Emplois	<b>Ecart d'emplois entre le scénario de référence et un scénario tendanciel : environ +280 000 emplois en 2030</b>
Revenu disponible brut des ménages	<b>Hausse du revenu disponible brut des ménages dans le scénario de référence de la PPE : 13 milliards d'euros en 2018 et de 32 milliards d'euros en 2023</b>

Figure 2 : La PPE en quelques chiffres.  
Source : MTES-DGEC, novembre 2016.

La situation en énergie et en puissance du parc électrique installé, toutes formes d'énergies confondues, est la suivante :

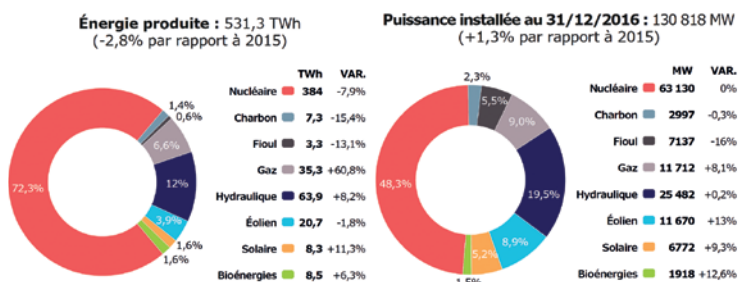


Figure 3 : Production et puissance du parc électrique installé en France en 2016.  
Source : « Bilan électrique français 2016 », RTE, 15 février 2017.

(12) Source : Eurostat, cité par « Chiffres clés de l'industrie manufacturière », Édition 2015, MINEFI-DGE.

(13) La terminologie utilisée dans le présent article est celle de la statistique publique (SDES) dans ses Bilans annuels de l'énergie, notamment son Annexe 5 pages 136 à 139, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2587/1080/bilan-energetique-france-2015.html>

(14) Ministère de la Transition écologique et solidaire.

(15) Service de la donnée et des études statistiques.

(16) [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_en\\_impact\\_assessment\\_part1\\_v4\\_418.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_impact_assessment_part1_v4_418.pdf)

Les 19 centrales nucléaires actuellement en fonctionnement en France, d'une puissance totale de 63,2 GW, hébergent 58 réacteurs à eau sous pression dont le mode de construction est globalement similaire. Cette standardisation du parc a permis à EDF et à l'ASN d'accumuler de l'expérience en matière de fonctionnement de ces réacteurs, mais elle a l'inconvénient de faire peser un risque sur la disponibilité de l'ensemble du système dans le cas où un défaut de conception fondamental apparaîtrait sur l'une des installations.

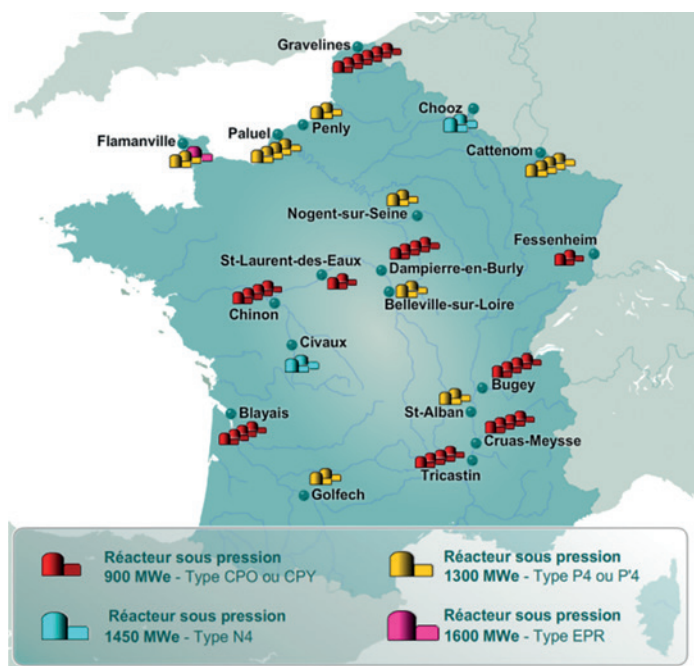


Figure 4 : Localisation des centrales nucléaires en France, selon leur type.  
Source : ASN.

Ces centrales nucléaires, mises en service à partir de 1977, arrivent à une période charnière de leur durée d'exploitation : soit elles ferment et sont démantelées, soit elles bénéficient d'une extension au titre du « grand carénage » qu'EDF a soumis à l'ASN. Plusieurs options peuvent être envisagées depuis l'accélération du passage à la génération 3 jusqu'à la sortie totale du nucléaire.

### Incertitudes, points de vigilance et défis à relever

La loi TECV a été préparée dans une période (2013-2014) où le prix du pétrole connaissait de nouveau des sommets, après une période de faiblesse relative entre 2007 et 2009. Il pouvait alors paraître raisonnable de penser qu'un prix de 100 \$/bl était durablement installé, mais malgré une remontée récente, les cours ne dépassent plus guère 70 \$/bl. Cette baisse des prix des énergies fossiles rend les nombreux objectifs quantifiés de la loi TECV, repris par la SNBC et la PPE, relativement plus difficiles et plus coûteux à atteindre. L'analyse macroéconomique initiale du projet de loi, qui, réalisée en 2014, ne tenait pas compte des nombreux amendements adoptés par le Parlement, mériterait donc d'être revue (notamment sur ses impacts en termes d'emplois et de taux de croissance du PIB).

Et ce même si les analyses accompagnant la SNBC et la PPE (ainsi que leurs actualisations en cours) lui ont apporté des compléments partiels.

L'objectif de baisse de la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 et de 50 % en 2050 (par rapport à 2012, toutes énergies confondues) s'ajoute à l'objectif de baisse de 30 % de la consommation d'énergies fossiles d'ici à 2030 (par rapport à 2012). La PPE 2016 fixe en outre des objectifs intermédiaires, à échéances 2018 et 2023. Cet accent mis sur la consommation d'énergie, y compris celle non fossile, donc bas carbone (énergies renouvelables et nucléaire), est structurant dans le concept de transition énergétique correspondant à la loi TECV. Toutefois, il est difficile à interpréter autrement que comme un objectif de sobriété en vue de limiter la croissance de la consommation, objectif qui est toutefois indépendant de la disponibilité (acceptation incluse) au titre des ressources nationales <sup>(17)</sup> d'énergies bas carbone.

Les consommateurs d'électricité (y compris les producteurs d'énergie, mais à l'exclusion du secteur électrique lui-même) ont dépensé 52 milliards d'euros en 2015 pour une consommation de 446 TWh. Selon le CGDD <sup>(18)</sup>, les taxes ont représenté 27 % de cette dépense (dont près de la moitié a contribué à financer les énergies renouvelables électriques et la péréquation tarifaire géographique), le coût d'acheminement 27 % et celui de fourniture (incluant la production et la commercialisation) 46 %. Les échanges extérieurs ont présenté par ailleurs un solde positif de 2,3 milliards d'euros, correspondant à 64 TWh.

En 2015, en France, l'électricité a été payée par les consommateurs finals, en moyenne, 116 euros/MWh (TVA incluse pour le secteur résidentiel seulement), contre 99 euros/MWh en 2011, soit une hausse moyenne de 4,1 % par an. Plus précisément, selon Eurostat <sup>(19)</sup>, en 2015, le prix facturé au consommateur final résidentiel s'élevait en moyenne à 205 euros TTC pour l'UE et à 287 euros en Allemagne, contre seulement 159 euros en France. Pour les entreprises (à l'exclusion des très gros consommateurs), les écarts sont moins importants, mais la France, à 120 euros/MWh, se situe également en deçà de la moyenne UE de 126 euros/MWh et de celle de 152 euros/MWh en Allemagne. Le prix de l'électricité de 116 euros/MWh en 2015 peut être décomposé en trois parties : une composante « fourniture » (54 euros), une

(17) Il peut être argué que le nucléaire ne contribuerait pas à l'indépendance énergétique au motif de la nécessité d'importer de l'uranium. Toutefois, ces importations ne représentent que 7 % des coûts de production du nucléaire, avec environ 6 000 tonnes par an de minerais (à comparer aux 77 millions de tonnes de pétrole importées chaque année) qui peuvent être stockées de façon préventive. En outre, les ressources d'uranium sont abondantes et bien distribuées à l'échelle mondiale (Australie, Canada, Kazakhstan, Mali...), ce qui assimile ces importations à celles de consommables classiques pour toute activité industrielle. En ce sens, le risque géopolitique du nucléaire est considérablement plus faible que pour le gaz ou le pétrole, d'autant plus que les mines françaises d'uranium pourraient redevenir rentables si les prix venaient à augmenter.

(18) Commissariat général au Développement durable.

(19) Source : CGDD-SDES, « Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2015 » (août 2016).

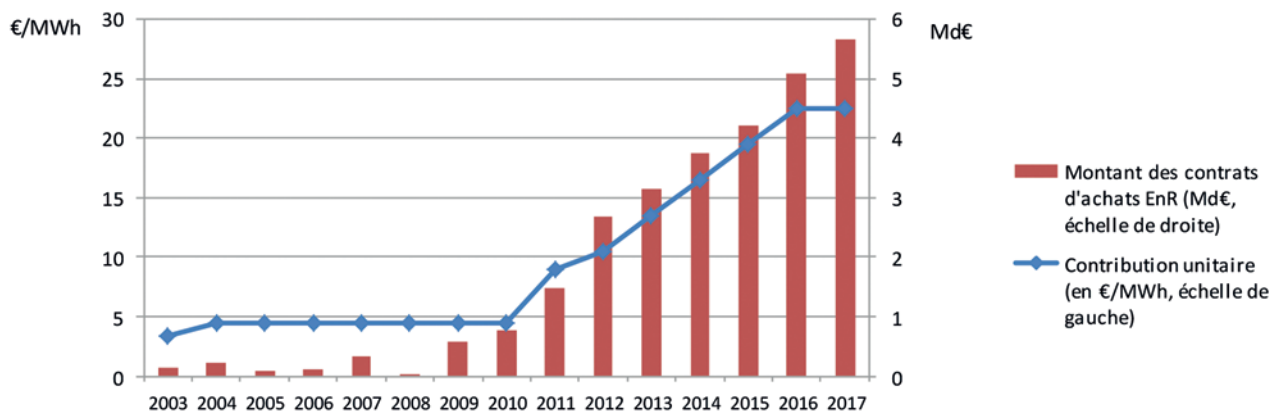


Figure 5 : Évolution de la CSPE depuis sa création, en contributions unitaires et montants consacrés aux seuls contrats d'achat EnR. Source : CRE, juillet 2016, le montant 2017 étant estimé.

composante « acheminement » (32 euros en moyenne) et une composante « taxe » (30 euros). C'est cette dernière composante qui augmente le plus rapidement et qui explique l'essentiel de la hausse des prix observée, laquelle résulte pour une bonne part de la hausse de la CSPE <sup>(20)</sup> (passée de moins de 5 euros/MWh jusqu'en 2010 à 22,5 euros/MWh depuis 2016).

L'outil que sont les quotas échangés au niveau européen constitue un levier efficace d'incitation à la baisse des émissions de GES ; le mécanisme de marché permet de cibler les actions de réduction des émissions sur les gisements les plus rentables. Toutefois, malgré une remontée toute récente à environ 17 €/tCO<sub>2</sub>, ce mécanisme fournit aujourd'hui un signal-prix très en deçà du coût des émissions carbonées pour le climat. Il convient donc de plaider au niveau européen pour toute action menant à un relèvement significatif de ce signal-prix. Cette évolution serait de nature à altérer la compétitivité relative des productions les plus carbonées, reposant sur le charbon. Elle améliorerait en outre la rémunération des sources décarbonées, dont le nucléaire, mais aussi les sources renouvelables, limitant les besoins de subventions de celles-ci.

L'empreinte carbone et la dépendance de l'éolien et du photovoltaïque par rapport à des substances minières rares mériteraient d'être mieux documentées pour la France et pour l'Europe.

Dès lors que notre système électrique actuel ne présente pas de défaut au regard des objectifs de décarbonation, la France pourrait adopter une posture valorisant son avance au niveau européen. Même si une telle posture peut être difficile à faire admettre par nos partenaires européens moins chanceux, elle pourrait contribuer à limiter l'ampleur des ajustements sur le mix électrique français dans les dix années qui viennent, dans l'attente de l'arrivée à maturité des nouvelles technologies de l'énergie et de la baisse de leur coût (voir au niveau international, *Clean Energy Ministerial* et *Mission Innovation*) dans la production, les transports, le stockage et la consommation d'électricité (PV, éolien, batteries, *smart grids*, gestion de la demande, numérique, nucléaire...). D'ici là, il conviendrait de réorienter une partie de ces soutiens à ces technologies vers la recherche et l'innovation, plutôt que vers leur déploiement, de sorte qu'elles puissent être déployées massivement à

moyen terme, tant en France qu'à l'exportation, au bénéfice de l'industrie française et européenne. Et, surtout, il conviendrait de faire porter les efforts de décarbonation sur les secteurs qui sont réellement les plus émetteurs de CO<sub>2</sub> (en premier lieu, les transports et le bâtiment).

Il convient en particulier de s'appuyer sur les expériences extrêmes qu'ont connues l'Allemagne et l'Espagne, lesquelles ont développé très rapidement des techniques d'énergies renouvelables variables et non matures et ont dû faire face aux conséquences induites en termes de hausse des prix de l'électricité ou d'endettement des pays considérés.

Une telle politique aurait également pour avantage de réduire le « *lock-in* » technologique qui se joue actuellement, par défaut, au détriment de la filière électrique française avec des technologies peu efficaces.

Le coût de l'arrêt « prématuré » (c'est-à-dire, selon l'ASN, avant le terme de sa durée d'exploitation technico-économique) d'un réacteur de 900 MW (pour mémoire, la centrale de Fessenheim comprend deux réacteurs de ce type) peut être estimé entre 1,5 milliard d'euros (pour un coût de 60 €/MWh pour les centrales au gaz, contre 30 € pour le nucléaire) et 2,3 milliards d'euros (pour un coût de 75 €/MWh, contre 30 €) (voir l'Encadré de la page suivante).

La production d'électricité est une activité locale et capitalistique, et ce quelle que soit la technique utilisée. Les différences de coût au kWh produit ne sont pas suffisantes pour créer des écarts substantiels en termes d'emplois entre les différentes filières, y compris avec l'éolien et le photovoltaïque. En revanche, la fabrication des équipements de production est une source substantielle d'emplois, directs et indirects, et l'excellence de la filière française est donc essentielle à maintenir ou à rétablir, à travers l'élargissement de ses débouchés nationaux et internationaux. On peut rappeler ici que les deux industriels français de l'éolien *offshore* (qu'étaient Areva et Alstom) ont fini par passer sous pavillons allemand et américain.

(20) Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, le niveau de la CSPE est « gelé », l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles (« composante carbone »).

## Coût de l'arrêt d'un réacteur nucléaire

L'arrêt d'un réacteur nucléaire en état de fonctionnement et jugé sûr par l'ASN représente forcément une perte de valeur, tant pour EDF que pour la collectivité. Le calcul d'un ordre de grandeur de cette perte est tenté ci-après, sur la base de quelques hypothèses (qui peuvent être modifiées en fonction de l'évolution de la demande d'électricité, de l'avancée des techniques et de la nature du futur *market design* européen) :

- L'arrêt du réacteur en 2020 coïnciderait avec sa quatrième visite décennale par l'ASN.
- Ce réacteur aurait obtenu, à l'issue de cette visite, l'accord de l'ASN pour une extension de sa durée d'exploitation de dix ans (jusqu'en 2030).
- La demande interne d'électricité serait rigide jusqu'en 2030 (transferts vers l'électricité pour la transition énergétique, nouveaux usages...) et le recours aux importations d'électricité en base ne serait pas envisageable dans l'état actuel du marché européen de l'électricité.
- En revanche, des exportations à hauteur de 100 TWh par an trouveraient preneur, de sorte que la production de tous les réacteurs nucléaires actuellement disponibles (Flamanville 3 inclus) pourrait être consommée sans difficulté.
- Le coût de production d'un réacteur existant est d'environ 30 €/MWh (coût calculé par EDF comprenant les provisions pour démantèlement et les investissements de « grand carénage ») pour une exploitation prolongée jusqu'en 2030.

La perte pour la collectivité liée à l'arrêt d'un réacteur de 900 MW peut donc être considérée comme la perte d'opportunité que constitue le coût total de production le moins cher permettant d'obtenir en recourant à un autre moyen de production la même quantité d'électricité, et ce durant les dix ans correspondant à l'extension de la durée d'exploitation. En considérant qu'un réacteur de 900 MW dont le taux de disponibilité serait de 80 % produit environ 6,3 TWh d'électricité par an et qu'une centrale au gaz à cycle combiné affiche un coût de production d'environ 60 à 75 €/MWh, avec un taux d'actualisation de 4 %, on obtiendrait ainsi, en 2020, une perte actualisée comprise entre 1,5 milliard d'euros (pour un coût de 60 € pour les centrales au gaz contre 30 € pour un réacteur nucléaire) et 2,3 milliards d'euros (pour un coût de 75 € contre 30 €).

Le stockage d'électricité est crucial pour l'atteinte des objectifs de la loi TECV, car il facilite l'intégration des énergies renouvelables intermittentes, facilite la gestion des réseaux électriques et contribue à la décarbonation du secteur des transports. Le marché mondial est porteur, notamment dans les pays en développement, et une industrie française du stockage d'électricité peut émerger<sup>(21)</sup> sur l'ensemble de la chaîne de valeur, et ce d'autant plus que des acteurs français sont déjà bien positionnés : ce sont des constructeurs automobiles, Total (Saft), Bolloré (Blue Solutions) ou encore la *start-up* Forsee Power. Il

convient en particulier de préparer des solutions technologiques qui puissent répondre aux défis de la compétitivité, notamment à l'export.

(21) Voir la feuille de route « Stockage stationnaire pour les énergies renouvelables » du plan Stockage de l'Énergie de la Nouvelle France industrielle (mai 2017) ainsi que le rapport du CGE « Opportunités de la transition énergétique » (février 2017) : [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/Rapports/2017\\_03\\_16\\_Rapport\\_Final\\_Opportunités\\_industrielles.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/Rapports/2017_03_16_Rapport_Final_Opportunités_industrielles.pdf)

Mtep	Charbon	Pétrole (hors biocarb.)	Gaz (hors biogaz)	Total fossiles	Electricité	Chaleur (hors renouv.)	Renouvelables th. et déchets	Total
<b>Approvisionnement</b>								
Production primaire	-	1,2	0,0	1,2	121,7	-	17,0	139,9
Solde importateur	8,3	77,0	34,4	119,7	-5,5	-	0,4	114,6
Déstockage	0,1	0,0	0,4	0,6	-	-	-	0,6
Soutes maritimes int.	-	-1,6	-	-1,6	-	-	-	-1,6
Correction climatique	0,0	0,6	1,6	2,2	0,4	-	0,7	3,3
<b>Total disponibilités (D)</b>	<b>8,4</b>	<b>77,2</b>	<b>36,5</b>	<b>122,1</b>	<b>116,6</b>	<b>-</b>	<b>18,1</b>	<b>256,7</b>
<b>Emplois</b>								
<b>Consommation branche énergie</b>								
Raffinage	-	1,9	0,6	2,5	0,2	-	-	2,6
Production d'électricité thermique	2,2	0,6	3,7	6,5	-3,5	-	2,3	5,3
Autres, pertes et ajustement	0,9	1,6	1,2	3,7	82,6	-	0,3	86,6
<b>Total (A)</b>	<b>3,1</b>	<b>4,1</b>	<b>5,5</b>	<b>12,6</b>	<b>79,3</b>	<b>-</b>	<b>2,6</b>	<b>94,5</b>
<b>Consommation finale énergétique</b>								
Industrie (y compris sidérurgie)	4,9	2,1	9,7	16,7	10,0	-	1,7	28,4
Résidentiel	0,2	6,7	15,1	22,0	13,3	-	9,7	45,0
Tertiaire	0,1	3,2	5,3	8,7	12,4	-	0,9	22,0
Agriculture	-	3,3	0,3	3,6	0,7	-	0,2	4,5
Transports	-	45,4	0,1	45,5	0,9	-	3,0	49,4
<b>Total (B)</b>	<b>5,2</b>	<b>60,8</b>	<b>30,5</b>	<b>96,5</b>	<b>37,2</b>	<b>-</b>	<b>15,5</b>	<b>149,2</b>
<b>Consommation finale non énergétique</b>								
<b>Total (C)</b>	<b>0,1</b>	<b>12,4</b>	<b>0,6</b>	<b>13,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,0</b>
<b>Consommation totale d'énergie primaire</b>								
<b>Total (A+B+C)</b>	<b>8,4</b>	<b>77,2</b>	<b>36,5</b>	<b>122,1</b>	<b>116,6</b>	<b>-</b>	<b>18,1</b>	<b>256,7</b>

TWh	Electricité
<b>Approvisionnement</b>	
Production primaire	526,9
Solde importateur	-64,0
Déstockage	-
Soutes maritimes int.	-
Correction climatique	4,6
<b>Total disponibilités (D)</b>	<b>467,4</b>
<b>Emplois</b>	
<b>Consommation branche énergie</b>	
Raffinage	2,0
Production d'électricité thermique	-40,4
Autres, pertes et ajustement	72,9
<b>Total (A)</b>	<b>34,5</b>
<b>Consommation finale énergétique</b>	
Industrie (y compris sidérurgie)	116,1
Résidentiel	154,6
Tertiaire	144,0
Agriculture	8,1
Transports	10,2
<b>Total (B)</b>	<b>432,9</b>
<b>Consommation finale non énergétique</b>	
<b>Total (C)</b>	<b>-</b>
<b>Consommation totale d'énergie primaire</b>	
<b>Total (A+B+C)</b>	<b>467,4</b>

Figure 6 : Bilan énergétique simplifié de la France pour 2015 représentant (tableau de gauche) les flux d'énergie exprimés en une unité énergétique commune (Mtep) et (tableau de droite) son équivalent en unité physique (TWh) pour l'électricité (A+B+C = D).

Source : MTES-CGDD-SDES, juillet 2016.

## Simulations et évaluations

Plusieurs visions cohérentes et complètes du système énergétique français à l'horizon 2030, voire 2050, ont été élaborées sous forme de scénarios énergétiques, notamment par l'ADEME-CGDD/DGEC, NégaWatt, ANCRE et la Commission européenne (PRIMES). Malheureusement, la plupart de ces travaux sont incomplets, au sens où ils ne décrivent le bilan énergétique français que de manière partielle. Certaines de ces visions font l'objet d'une évaluation macroéconomique.

Pour pouvoir réaliser une simulation des impacts de la transition énergétique et de diverses variantes, il a été choisi de s'appuyer sur le « scénario de référence » que la Commission européenne a publié<sup>(22)</sup> en juillet 2016 en s'appuyant principalement sur le modèle « PRIMES ». L'expression « de référence » ne doit pas être source de malentendus : le scénario en question n'est en aucun cas possible, ni souhaitable, ne serait-ce que parce qu'il ne prend en compte que les politiques et mesures en place jusqu'à fin 2014 ("It starts from the assumption that the legally binding GHG and RES targets for 2020 will be achieved and that the policies agreed at EU and Member State level until December 2014 will be implemented"). En particulier, il ne prend en compte ni la loi TECV ni la PPE qui ont été publiées ultérieurement. Le gros avantage est de pouvoir disposer de résultats très détaillés et cohérents, en termes d'offre, de demande, de coûts, d'investissements, etc. ; à tel point que la modélisation utilisée par la Commission a permis de caractériser le scénario. Il a alors été possible d'obtenir des variantes permettant d'illustrer différentes trajectoires de transition énergétique.

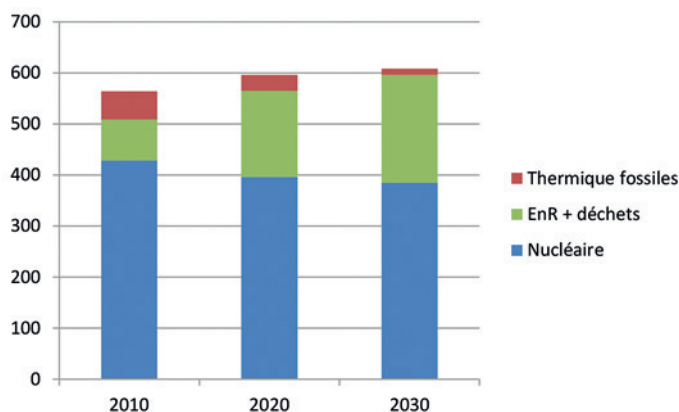


Figure 7 : Production française d'électricité selon le scénario de référence UE 2016 de la Commission européenne (en TWh).

Nous avons bâti un modèle sur la base des données RTE d'évolution des appels de moyens de production demi-heure par demi-heure sur quatre ans, afin de tester, selon différentes hypothèses d'évolution de la demande et du mix, les résultats suivants :

- Différentiel de coût d'investissement et de fonctionnement de la production électrique française sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.
- Différentiel d'émissions carbonées liées à l'investissement et au fonctionnement de la production électrique fran-

çaise sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.

- Différentiel de solde commercial lié à l'investissement et au fonctionnement de la production électrique française sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.

### Les hypothèses retenues en matière de demande

Dans tous les scénarios de transition énergétique, la part de l'électricité dans le mix énergétique final est en croissance (correspondant actuellement à 25 % de la consommation énergétique finale, elle passerait à 35 % en 2050 dans le scénario « anti-nucléaire » NégaWatt). Le niveau de consommation d'électricité pourrait cependant être plus faible qu'actuellement, à l'horizon 2030 ou 2050, dans des trajectoires où la consommation d'électricité par habitant décroît, pour des motifs d'efficacité ou de sobriété énergétique. C'est ainsi le cas dans l'étude de l'ADEME « Un mix électrique 100 % renouvelable » d'octobre 2015, où la consommation finale d'électricité prise comme référence en 2050 est en baisse<sup>(23)</sup> de 9 % par rapport à celle de 2013. Dans l'étude d'impact de la PPE, il est envisagé une stabilité de la consommation d'électricité d'ici à 2023 (ainsi que des exportations d'électricité) par rapport à 2014.

Afin d'évaluer l'étendue des possibles, il a été décidé, dans la présente analyse, d'examiner trois trajectoires de la demande d'électricité d'ici à 2030 : une baisse de 5 % par rapport à 2015, sa stabilité et une hausse de 5 %.

### Les hypothèses retenues pour le mix électrique

Plusieurs mix ont été testés qui se distinguent entre eux par les parts du nucléaire, des énergies renouvelables et du thermique dans la production électrique française :

- Un mix de production « nucléaire à 50 % en 2025 », conforme à la loi TECV, et qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
  - Nucléaire : 50 %
  - Renouvelables : 40 %
  - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 55 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
  - Nucléaire : 55 %
  - Renouvelables : 35 %
  - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 60 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
  - Nucléaire : 60 %
  - Renouvelables : 30 %
  - Thermique : 10 %

(22) « EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050 », Commission européenne, juillet 2016.

(23) Voir « Mix électrique 100 % renouvelable à 2050 – Évaluation macroéconomique » (ADEME, juin 2016), page 9. L'analyse de l'ADEME porte en fait sur une consommation d'électricité de 422 TWh en 2050 : 394 TWh de consommation finale (en baisse de 9 % par rapport à 2013) et 28 TWh de pertes de réseau.

- Un mix « nucléaire à 65 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
  - Nucléaire : 65 %
  - Renouvelables : 25 %
  - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 70 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
  - Nucléaire : 70 %
  - Renouvelables : 25 %
  - Thermique : 5 %
- Enfin, un mix est simulé pour mettre en œuvre les objectifs affichés en 2017 par le gouvernement d'une réduction progressive de la part de nucléaire et du doublement de celles de l'éolien et du photovoltaïque d'ici à 2022, tout en visant un effet optimal sur le coût global, les émissions carbonées et le solde commercial :
  - Nucléaire : un taux de 63 % atteint grâce à une réduction à 57 GW du nucléaire à l'horizon 2030 (ce qui fait diminuer la part de nucléaire dans la consommation au-dessous de 40 % dès 2025).
  - Renouvelables : 31 %. Un objectif atteint par un doublement des capacités installées en éolien et solaire à l'horizon 2022, avec une trajectoire moins soutenue de déploiement des ENR par la suite.
  - Thermiques 6 %. Dans ce scénario, la sécurité d'approvisionnement est assurée par le développement des centrales à gaz (installation de 3 GW de nouvelles capacités), ce qui neutralise les baisses d'émissions carbonées permises par le déploiement des renouvelables, et permet un arrêt des productions à base de charbon et de fioul d'ici à 2022.

L'ensemble de ces six mix constitue autant de scénarios simulés par le modèle.

Dans tous les scénarios, sauf celui où la part du nucléaire est égale à 70 %, la baisse du nucléaire est compensée à la fois par la hausse des renouvelables et par celle du gaz. Toutefois, la forte baisse à réaliser d'ici à 2025 se fait principalement par un recours au moyen le plus flexible, la production au gaz. En dépit d'émissions carbonées plus fortes et compte tenu de la place de la production d'électricité parmi l'ensemble des secteurs émetteurs en France, il nous a semblé que c'était là l'approche la moins coûteuse.

### Autres hypothèses

Les données de coûts et d'émissions carbonées sont issues des sources les plus communément utilisées, principalement celles de l'AIE et de l'ADEME.

Le cours du dollar et les prix des matières premières sont les suivants :

€ pour 1 \$	0,931
<b>Charbon</b>	
Prix en \$ par tonne	77
<b>Pétrole</b>	
Prix en \$ par baril	51,81
<b>Gaz</b>	
Prix en \$ par MBtu	3,075

Figure 8.

Conformément à une pratique courante, il a été considéré que les marchés de devises ou de matières premières, particulièrement larges et profonds, intègrent de manière efficiente toute l'information publiquement disponible et qu'il n'y a pas de raison objective de prévoir dans l'avenir, à partir des cotations observées, une hausse ou une baisse en période de très faibles taux d'intérêt sans risque. Nous avons donc prolongé sur la période 2017-2030 les cotations observées au début de 2017.

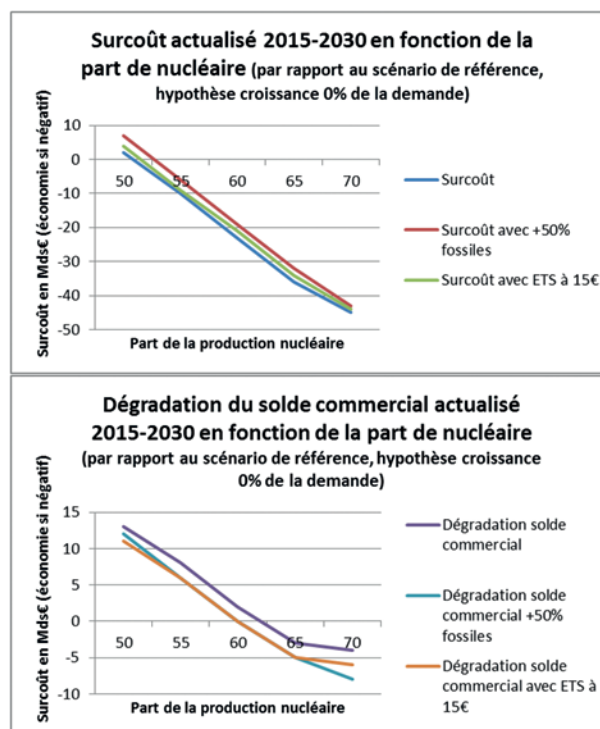
Des sensibilités ont toutefois été introduites, consistant à augmenter de 50 % le prix des carburants fossiles, pour évaluer l'effet d'une telle hausse sur le solde commercial et sur le coût agrégé, et à tripler le prix ETS de la tonne d'émissions carbonées, qui passe ainsi de 5 à 15 €.

### Les principaux résultats obtenus

Les tableaux correspondant à la Figure 9 (voir la page suivante) donnent une synthèse des résultats sous les aspects de coût pour le système de production électrique, d'émissions carbonées et de déficit du commerce extérieur.

Le surcoût en euros et l'avantage en termes d'émissions carbonées du modèle Commission par rapport à la plupart des scénarii testés sont liés au fait que le scénario Commission est un scénario à 4 % de croissance avec un déploiement très précoce des renouvelables au détriment du gaz.

Les graphiques suivants montrent, dans l'hypothèse d'une croissance nulle de la demande sur la période, pour le premier, le surcoût actualisé et, pour le second, la dégradation du solde commercial par rapport au scénario de référence. Sur chaque graphique, deux autres courbes illustrent l'évolution de ces données en cas d'augmentation de 50 % du prix des énergies fossiles et du triplement du coût des émissions carbonées.





### Synthèse des résultats

Surcoût par rapport au scénario Commission						
	Total actualisé 2017-2030 en Md €			Surcoût en 2030 en €/MWh		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	-7	2	14	8	8	8
55%	-19	-10	-2	6	6	6
60%	-31	-23	-16	4	4	4
65%	-43	-36	-29	3	2	2
70% + 25%	-50	-45	-39	2	2	2
ENR*2 2022 + nuc57		-12			2	

Surplus d'émissions par rapport au scénario Commission						
	Surplus total 2017-2030 en MtCO2 éq			Surplus en 2030 en gCO2/kWh		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	216	269	327	54	61	68
55%	194	245	297	51	58	64
60%	171	221	271	48	55	62
65%	148	196	245	44	52	58
70% + 25%	-8	20	50	12	16	20
ENR*2 2022 + nuc57		7			4	

	Total actualisé de la dégradation du solde commercial 2017-2030 par rapport au scénario Commission en Md€			Nombre d'heures moyen de défaillances dans le modèle		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	10	13	16	101	112	122
55%	5	8	11	77	87	96
60%	0	2	5	58	67	75
65%	-5	-3	0	42	50	58
70% + 25%	-7	-4	-2	196	224	251
ENR*2 2022 + nuc57		-7			74	

Figure 9.

Nous pouvons observer une relation forte entre, d'une part, la diminution de la part du nucléaire et, d'autre part, le coût total pour la collectivité ainsi que la dégradation du

solde commercial, comme l'illustrent les tableaux suivants qui donnent le différentiel de chaque scénario par rapport au scénario nucléaire 70 %-renouvelables 25 %.

	Surcoût par rapport au scénario 70%+25%		
	Total actualisé 2017-2030 en Md €		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	43	47	53
55%	31	35	37
60%	19	22	23
65%	7	9	10
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		33	

	Surplus d'émissions par rapport au scénario 70%+25%		
	Surplus total 2017-2030 en MtCO2 éq		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	224	249	277
55%	202	225	247
60%	179	201	221
65%	156	176	195
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		-13	

	Total actualisé de la dégradation du solde commercial 2017-2030 par rapport au scénario 70%+25%		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	17	17	18
55%	12	12	13
60%	7	6	7
65%	2	1	2
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		-3	