

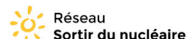
LA PPE

DIX RAISONS POUR
LESQUELLES LE
GOUVERNEMENT FAIT
FAUSSE ROUTE SUR
L'AVENIR DE NOTRE
SYSTÈME ÉLECTRIQUE

DOSSIER DE PRESSE

14 juin 2018

© NASA-JONSPFLASH



Sommaire

RAISON N°1. La consommation d'électricité en France va désormais diminuer	5
RAISON N°2. Le potentiel de développement des énergies renouvelables est énorme. Celles-ci pourront entièrement se substituer au nucléaire et aux énergies fossiles	8
RAISON N°3. Les énergies renouvelables créent de la valeur et des emplois sur tous les territoires	10
RAISON N°4. Les énergies renouvelables, ça coûte de moins en moins cher	13
RAISON N°5. Il est possible de fermer <i>en même temps</i> les centrales au charbon et des réacteurs nucléaires sans réchauffer le climat	14
RAISON N°6. Plus on réduit les pics de consommation d'électricité, plus on peut se passer d'énergies nucléaire et fossiles	16
RAISON N°7. La France risque de produire beaucoup trop d'électricité nucléaire par rapport à ses besoins (l'équivalent de 20 réacteurs)	17
RAISON N°8. Le nucléaire est un risque de moins en moins contrôlable et un verrou pour la transition énergétique	20
RAISON N°9. Le nucléaire coûte déjà beaucoup trop cher	23
RAISON N°10. Le nucléaire, EDF et la filière en grande difficulté financière	26

Introduction

Une réforme déterminante pour la France, passée sous silence?

La France a engagé l'une des réformes du quinquennat les plus importantes pour notre avenir. Pourtant, le sujet reste confidentiel : le gouvernement n'en parle pas, les citoyens ne sont pas suffisamment informés ou éclairés, beaucoup de sujets ne sont pas discutés...

Cette réforme, c'est celle de la stratégie énergétique de la France pour les dix prochaines années. Cette feuille de route va déterminer comment nous allons consommer et produire l'énergie nécessaire pour nous déplacer, nous chauffer, nous éclairer, bref pour faire fonctionner notre économie. Cette réforme de la politique énergétique française est donc un sujet crucial qui nous concerne tous.

C'est également cette feuille de route qui doit permettre d'accélérer notre transition énergétique. Ce processus, déjà à l'œuvre dans de nombreux pays, consiste à abandonner progressivement les énergies du passé – les énergies fossiles et le nucléaire – pour des énergies 100 % renouvelables, consommées plus efficacement, plus localement et plus sobrement.

En pratique, la « Programmation pluriannuelle de l'énergie » (PPE), telle qu'on appelle cette stratégie, est destinée à encadrer et piloter les transformations à opérer d'ici 2023 et 2028 dans notre système énergétique. 2028, cela paraît loin. Mais en matière de politique énergétique, c'est un horizon court : le temps de renouvellement du parc de véhicules, d'évolution du parc industriel, de rénovation énergétique des logements ou de déploiement de nouvelles infrastructures de transport ou de réseau électrique est un temps long. Ces transformations doivent démarrer dès à présent.

La PPE, un levier d'action contre le changement climatique

Alors que le changement climatique s'accélère et que l'on constate un déclin accéléré de la biodiversité, la transition énergétique consiste à transformer tous les secteurs de l'économie française. Elle suppose de maîtriser notre demande d'énergie et de substituer toutes les sources d'énergies fossiles et nucléaire par des énergies renouvelables. En France, environ $\frac{3}{4}$ de l'énergie que nous consommons provient de sources fossiles, qui alimentent nos moteurs de voitures et nos chaudières. Les secteurs prioritaires à transformer du point de vue des émissions de gaz à effet de serre sont la mobilité, le bâtiment, l'industrie et au-delà des enjeux énergétiques, l'agriculture. Nos organisations ont déjà apporté leur contribution dans ces secteurs, que ce soit lors de la révision de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), des Etats Généraux de l'Alimentation, des Assises de la mobilité ou lors de la consultation sur le Plan de Rénovation des Bâtiments.

Pour rappel, la France s'est engagée à l'occasion de la COP21, en 2015, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement climatique bien en deçà de 2°C d'ici la fin du siècle. Afin de respecter cet engagement, le gouvernement a décidé, dans son Plan Climat de 2017, de viser la neutralité carbone à l'horizon 2050. **Pour y parvenir, il faut tendre vers un système énergétique neutre en émissions de gaz à effet de serre.**

C'est pourquoi, dans un contexte marqué par des impératifs de soutenabilité à long terme, la PPE doit être cohérente avec la future stratégie climatique de la France, aussi appelée SNBC, laquelle vise l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Autrement dit, la PPE doit traiter tous les enjeux énergétiques permettant de réduire nos émissions de gaz à effet de serre : mobilité, bâtiment, industrie, production d'électricité.

Malgré l'urgence climatique, la France est en retard sur les objectifs fixés par la loi de transition énergétique votée en 2015. Cette loi constitue la principale contribution de la France à l'Accord de Paris, auquel notre pays est très attaché. Fin 2018, les pays feront un premier bilan de la mise en œuvre de l'accord de Paris et un processus de révision à la hausse des engagements climatiques de 2015 sera engagé. Les derniers chiffres du ministère de la Transition écologique ont révélé qu'il y avait un dérapage des émissions

françaises de gaz à effet de serre par rapport aux objectifs climatiques du pays. Comme l'a résumé le Conseil économique, social et environnemental (CESE) dans son avis de février 2018¹, il y a urgence à accélérer le déploiement des énergies renouvelables, à baisser la consommation d'énergie en France grâce à la rénovation des bâtiments et à la mobilité durable, et plus largement à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans tous les secteurs, et en priorité dans les secteurs des transports et de l'agriculture.

La PPE, un levier d'action pour passer à un système électrique 100 % renouvelable, sans nucléaire

Si la production d'électricité n'est pas le principal secteur émetteur de gaz à effet de serre en France du fait d'un recours limité aux centrales thermiques fonctionnant aux énergies fossiles, **l'électricité mérite une attention toute particulière dans la préparation de la nouvelle feuille de route énergétique de la France.**

En effet, la France accuse un retard sur ses objectifs d'énergies renouvelables pour 2020 (fixés au niveau européen), avec environ 17% de la consommation d'énergie fournie par les énergies renouvelables aujourd'hui. La France vise 23% en 2020. **La PPE doit nous permettre de rattraper ce retard, en partie lié à la place prépondérante du nucléaire dans notre système de production d'électricité, qui absorbe d'importantes marges de manœuvre financières.**

La réforme en cours arrive à point nommé : notre parc nucléaire montre désormais des signes de faiblesse qui ne trompent pas. C'est la fin d'un cycle. Ce cycle a été initié par le lancement dans les années soixante-dix du programme nucléaire. L'essentiel des réacteurs a été mis en service entre 1977 et 1990, pour une durée de vie initialement prévue de 40 ans. Nombre de ces réacteurs vont atteindre cette limite d'âge entre 2018 et 2030, soit au cours de la PPE. Les investissements importants dans le secteur de l'électricité engageront les Français dans une direction ou une autre pour les décennies à suivre. Ils doivent être consentis dans le cadre d'un projet à long terme.

Le réseau électrique va aussi devoir s'adapter à de nouveaux moyens de production, plus décentralisés (les énergies renouvelables) et à de nouveaux usages tels que l'arrivée du véhicule électrique ou le développement du numérique. Il va devoir évoluer et permettre un pilotage plus fin et plus intelligent de la consommation d'électricité des Français.

L'étude présentée ici se focalise sur la nécessaire transformation de notre système électrique. Elle alerte sur les choix néfastes que le gouvernement risque de faire dans la nouvelle feuille de route énergétique, et appelle à un sursaut.

¹ CESE, Comment accélérer la transition énergétique ? - Avis sur la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, 22 février 2018
<http://www.lecese.fr/content/comment-accelerer-la-transition-energetique-le-cese-rendu-ses-preconisations>

Replacer la politique énergétique au cœur du débat politique et la rapprocher des citoyens

La PPE doit être l'occasion de remettre la question énergétique au cœur du débat politique. Force est de constater que le débat public, organisé de mars à fin juin par la Commission nationale du débat public (CNDP), n'a pas permis de donner à cette réforme qui nous concerne tous l'écho qu'elle mérite.

En France, la politique énergétique reste entre les mains de quelques-uns. Historiquement, les citoyens ont été dépossédés de cette question, notamment depuis le choix opéré dans les années soixante-dix de miser sur une production électrique lourdement nucléarisée. Il s'agit là d'une anomalie spécifiquement française. Dans d'autres pays européens, les citoyens sont parties prenantes des questions énergétiques. En Allemagne, par exemple, les citoyens, les collectivités territoriales et les petites entreprises détiennent la majorité des capacités de production d'électricité renouvelable. Ils sont ainsi maîtres de leur approvisionnement énergétique et donc, de leur avenir.

10 raisons pour lesquelles le gouvernement fait fausse route sur la politique énergétique

- N°1. La consommation d'électricité en France va désormais diminuer.
- N°2. Le potentiel de développement des énergies renouvelables est énorme. Celles-ci pourront entièrement se substituer au nucléaire et aux énergies fossiles.
- N°3. Les énergies renouvelables créent de la valeur et des emplois sur tous les territoires.
- N°4. Les énergies renouvelables, ça coûte de moins en moins cher.
- N°5. Il est possible de fermer en même temps les centrales au charbon ET des réacteurs nucléaires sans réchauffer le climat.
- N°6. Plus on réduit les pics de consommation d'électricité, plus on peut se passer d'énergies nucléaire et fossiles.
- N°7. La France risque de produire beaucoup trop d'électricité nucléaire par rapport à ses besoins (l'équivalent de 20 réacteurs).
- N°8. Le nucléaire est un risque de moins en moins contrôlable et un verrou pour la transition énergétique.
- N°9. Le nucléaire coûte déjà beaucoup trop cher.
- N°10. Le nucléaire met EDF et la filière nucléaire en grande difficulté financière.

Pour toutes ces raisons, l'un des enjeux phares de la nouvelle feuille de route énergétique de la France est de planifier la fermeture de réacteurs nucléaires et de définir les investissements à faire dans le secteur de l'électricité, pour respecter les objectifs fixés par la loi de transition énergétique. Il faudra utiliser l'ensemble des leviers

disponibles : l'action sur la réduction de la consommation d'électricité, l'évolution du niveau d'importations et d'exportations d'électricité (qui déterminent les besoins de production) et la transformation progressive de l'appareil de production électrique, entre fermeture des réacteurs nucléaires et des centrales thermiques et déploiement des énergies renouvelables.

Cette trajectoire d'investissements doit impérativement tenir compte de la réalité financière de plus en plus difficile de la filière nucléaire, ainsi que des exigences de sûreté des installations. Elle doit en parallèle saisir les opportunités que représentent la maîtrise de la consommation d'énergie et le développement des énergies renouvelables, en termes de création de valeur et d'emploi, à l'échelle nationale comme à celle des territoires.

RAISON N°1. La consommation d'électricité en France va désormais diminuer

La consommation d'électricité, qui représente environ 25 % de la consommation d'énergie finale² en France, est le facteur qui dimensionne le système électrique français. Plus la consommation est maîtrisée, plus on retrouve des marges de manœuvre, permettant de choisir les moyens de production, et plus on baisse les coûts. L'électricité la plus propre et la moins chère restera toujours celle qu'on ne consomme pas.

L'électricité pour le chauffage et l'eau chaude : une exception française

Pour quels usages et avec quelle efficacité consomme-t-on l'électricité ? Les usages se répartissent essentiellement entre des usages résidentiels (36 %) et tertiaires, et des usages industriels (dont 15 % pour la grande industrie). La France présente la particularité d'intégrer une forte contribution de l'électricité au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire : le chauffage électrique traditionnel³ équipe environ 35 % des résidences principales, multipliant par 2,5 la consommation d'électricité du secteur résidentiel l'hiver, par rapport à l'été.

Des transferts d'usage et nouveaux usages de l'électricité

La mobilité électrique, qui représente aujourd'hui moins de 2 % de la consommation d'électricité, est appelée à se développer. Le véhicule électrique constitue un nouvel usage de l'électricité, qui remplace donc les carburants fossiles amenés à disparaître. Cette augmentation des besoins en électricité dans le secteur des transports devrait, toutefois, avoir un impact limité sur la demande : il faut environ trois millions de voitures électriques pour utiliser l'équivalent de 1 % de la consommation totale d'électricité⁴.

² L'énergie finale mesure la quantité d'énergie fournie sous une forme utilisable aux consommateurs (carburant, électricité, etc.), après transformation des ressources énergétiques, qui constituent l'énergie primaire.

³ Chauffage électrique par effet Joule, peu performant, auquel est de plus en plus préférée la pompe à chaleur.

⁴ Sur la base d'une consommation moyenne de 10 kWh / 100 km et de 15 000 km parcourus par an.

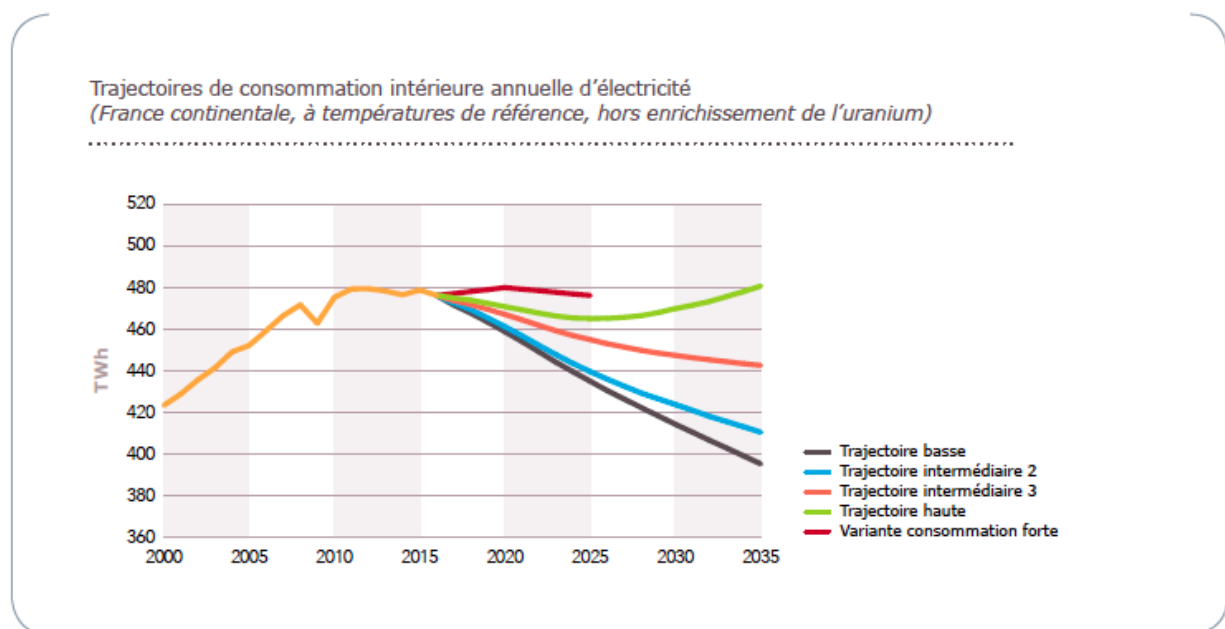
Outre ces effets de transfert, apparaissent progressivement de nouveaux usages. C'est notamment le cas avec le développement du numérique, qui génère de nouvelles consommations dans les logements ou les lieux de travail ainsi que sur des serveurs, et représente déjà près de 12 % de la consommation électrique.

L'orientation à la baisse de la consommation d'électricité

Parallèlement à ces effets à la hausse, d'autres évolutions ont contribué à la baisse de la consommation électrique : l'amélioration continue de l'efficacité de l'ensemble des équipements (LED, électroménager performant, etc.) ou encore les importants progrès dans l'efficacité des process industriels. Également, des actions comme l'extinction des veilles (qui représentent plus de 5 TWh) ont un impact significatif sur le gaspillage d'énergie.

Ainsi, après quelques décennies de croissance et une stagnation depuis 2010, la consommation d'électricité s'oriente désormais à la baisse. **Pour la première fois, l'ensemble des scénarios projetés par RTE pour son Bilan prévisionnel à 2035⁵ ne comporte que des projections de consommation d'électricité en diminution, jusqu'à une baisse de 18 % par rapport au niveau actuel.** Seul le déploiement extrêmement ambitieux de plus de 15 millions de véhicules électriques serait susceptible de ramener à l'horizon 2035 la consommation à son niveau actuel.

Figure 1 • Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité



Source : RTE, Bilan prévisionnel 2017-2035

⁵ RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Édition 2017, janvier 2018.

L'analyse de RTE est très claire : les effets de la croissance démographique et économique et des transferts d'usage vers l'électricité, ainsi que le développement de nouveaux usages électriques, largement pris en compte dans ces scénarios, sont plus que contrebalancés par les gains associés à l'efficacité énergétique, qu'il s'agisse de rénovation thermique et de déploiement d'équipements domestiques et bureautiques de plus en plus performants. Elle intègre les phénomènes susceptibles d'en modérer l'impact, comme l'« effet rebond » qui peut résulter de l'accroissement du confort thermique suite à des travaux d'isolation des logements.

Des économies d'électricité supplémentaires à portée de main

Des gains supplémentaires sont facilement atteignables à condition que ces politiques s'accroissent et intègrent davantage de sobriété. La consommation annuelle moyenne d'un ménage pourrait ainsi être divisée par deux par l'emploi d'équipements parmi les plus performants ; la rénovation prioritaire d'un million de logements de classe F et G chauffés à l'électricité pourrait réduire de 2,5 % la consommation totale d'électricité. **Le scénario négaWatt⁶, qui parvient à 100% de production par les énergies renouvelables en 2050, intègre ce type d'hypothèses plus ambitieuses tout intégrant des transferts d'usage et de nouveaux usages. Il montre qu'avec plus de maîtrise et de performance des usages, la baisse de la consommation d'électricité pourrait même atteindre 23 % d'ici à 2035.**

Par conséquent, la réduction de la consommation d'électricité est le premier levier d'action dont nous disposons pour la transformation de notre système électrique.



⁶ <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050>

RAISON N°2. Le potentiel de développement des énergies renouvelables est énorme. Celles-ci pourront entièrement se substituer au nucléaire et aux énergies fossiles

Les énergies renouvelables, inépuisables et adaptées aux ressources de chaque territoire, s'imposent aujourd'hui comme une évidence de la transition énergétique. La maturité à laquelle elles parviennent, notamment l'éolien et le photovoltaïque, leur permet de se développer depuis quelques années plus vite que la consommation d'énergie, et de représenter dans l'électricité la majorité des nouvelles capacités installées dans le monde. Les énergies renouvelables ont réellement la capacité à prendre une place majeure de la production électrique française, à condition de les développer à un rythme cohérent avec cet objectif.

Un retard croissant sur les renouvelables

Dans un contexte de forte dynamique des énergies renouvelables à l'échelle européenne, la France n'est pas leader. En 2004, lorsqu'un objectif européen de développement des énergies renouvelables commence à être discuté, la France occupe le 12ème rang parmi les 28 États qui composent aujourd'hui l'Union Européenne : avec 9,5 % de renouvelables dans la consommation finale d'énergie, elle se situait, toutefois, au-dessus de la moyenne européenne de 8,5 %. En 2016, la France recule à la 15ème place, avec une part d'énergies renouvelables à 16 % (alors qu'elle avait un objectif de 18 % pour être sur la trajectoire de son objectif 2020), se situant désormais sous la moyenne européenne qui s'établit à 17 %⁷. Surtout, la France est, sur 28 pays, le 2ème plus éloigné de son objectif à 2020, fixé à 23 % de renouvelables dans la consommation finale⁸.

Elle pêche particulièrement dans le domaine de l'électricité, où elle s'est donnée plus spécifiquement comme objectif d'atteindre 27 % de part des énergies renouvelables dans la consommation à l'échéance de 2020. Les énergies renouvelables électriques représentaient en 2017 moins de 19 % de la consommation électrique, alors que la moyenne mondiale flirte avec les 25 %⁹.

Son retard est encore plus criant si l'on considère que plus de la moitié de cette capacité et de cette production est assurée par l'électricité hydraulique, dont le développement est ancien. En matière de nouvelles énergies renouvelables, la France n'est par exemple que 18ème sur 28 États membres concernant la part de la consommation électrique couverte par l'éolien, avec 4,8 %, loin de la moyenne européenne qui s'établit en 2017 à 11,6 %¹⁰. Elle ne

⁷ Eurostat, Share of energy from renewable sources in EU Member States, statistiques publiées en 2018.

⁸ Objectif intégré au "paquet climat - énergie 3 x 20" adopté par l'Union européenne en 2008. Dans le cadre de la répartition de l'effort entre États membres pour porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie, la France a adopté un objectif de 23 % pour l'ensemble des énergies, qu'elle a décliné ensuite en objectifs spécifiques pour l'électricité, la chaleur et la mobilité.

⁹ On dispose en effet aujourd'hui dans le monde, et particulièrement en Europe, d'un important retour d'expérience sur le fonctionnement de parcs où les énergies renouvelables assurent plus de 30 % de la production électrique en moyenne, et sur des rythmes d'implantation qui peuvent être considérés comme des maxima réalistes.

¹⁰ Wind Europe, Wind in power 2017, février 2018.

dispose pas encore de production éolienne offshore. Pire, ce retard continue à s'accroître, car elle développe les énergies renouvelables moins vite que le reste de l'Europe : alors qu'elle représentait fin 2015 près de 13,2 % de l'ensemble de la capacité électrique installée dans l'Union, elle n'a installé en 2016 que 9,2 % de la capacité renouvelable installée en Europe.

Un potentiel considérable

Les causes de ce retard sont multiples, et liées en grande partie aux barrières culturelles et réglementaires de notre système électrique centralisé et concentré sur une production à plus de 70 % d'origine nucléaire. Pourtant, la France jouit de ressources exceptionnelles : par sa superficie, son climat, son relief, ou encore sa longueur côtière, elle dispose sur la plupart des filières d'énergie renouvelable d'un des meilleurs si ce n'est du meilleur potentiel en Europe.

L'ADEME s'est livrée en 2015 à un recensement complet, filière par filière et région par région, des "gisements nationaux" d'énergie renouvelable pour la production d'électricité en France¹¹. En valeur centrale, ce potentiel s'établit à 699 GWe, soit plus de 5 fois la totalité de la capacité nucléaire, thermique et renouvelable actuellement installée dans le pays. Cette valeur n'est pas figée : ce potentiel est appelé à augmenter dans l'avenir avec la progression des performances des différentes filières considérées.

Le Ministère de la transition écologique et solidaire confirme ces orientations dans le cadre de ses travaux prospectifs pour un scénario neutre en carbone en 2050. Les premières estimations réalisées montrent qu'il est possible d'atteindre 100 % énergies renouvelables en 2050 pour l'électricité en mobilisant seulement 50 % du potentiel technique d'énergies renouvelables identifié à ce jour.

Des scénarios de plus en plus ambitieux

Même si l'ensemble de ce potentiel théorique ne sera jamais mobilisé, la marge de progression est énorme. C'est pourquoi de plus en plus de scénarios, s'appuyant non seulement sur ce potentiel mais aussi sur le retour d'expérience croissant de pays beaucoup plus avancés que la France¹², dessinent une perspective réaliste de fort développement des renouvelables dans le pays.

Les scénarios proposés par RTE à l'horizon 2035 prévoient, par exemple, une augmentation entre 90 GWe et 123 GWe de la capacité installée hors hydraulique¹³ (située à 20 GWe en 2016), assurant avec l'hydraulique une production comprise entre 243 et 315 TWh. Combinée à une fermeture sans prolongation au-delà de la 4ème visite décennale du parc nucléaire et à une bonne maîtrise de la consommation, un des scénarios de RTE montre que la part des renouvelables dans la production d'électricité peut atteindre 70 % environ en 2035, et ce, tout en respectant les critères de sécurité d'approvisionnement du système électrique français.

¹¹ ADEME, Un mix électrique 100% renouvelable ? - Analyses et optimisations, octobre 2015.

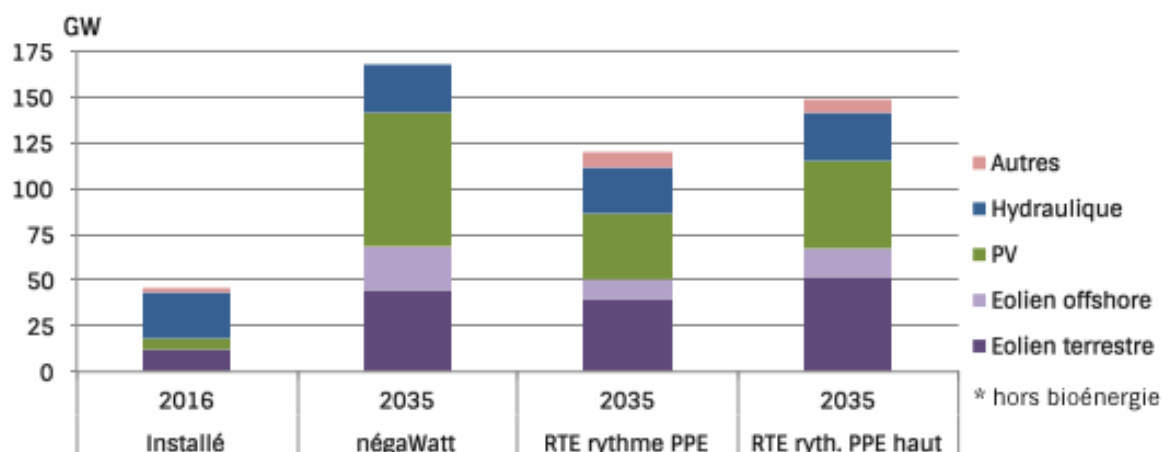
¹² REN-21, Renewables 2016 Global Status Report, 2017.

¹³ La capacité hydraulique est dans la plupart des scénarios supposée stable au niveau actuel, soit 26 GWe.

D'autres scénarios avancent des perspectives plus ambitieuses. Le scénario NégaWatt prévoit d'atteindre 168 GWe en 2035, pour une production de 354 TWh.

Cette vision est aujourd'hui confortée par le scénario du Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) qui projette pour 2030 une puissance installée de 140 GWe environ en renouvelables, couvrant 54 % de la production d'électricité française¹⁴.

Figure 2 • Capacité renouvelable installée dans différents scénarios



Source : RTE, 2018 ; négaWatt, 2017

RAISON N°3. Les énergies renouvelables créent de la valeur et des emplois sur tous les territoires

Les territoires sont en première ligne de la transition énergétique. Leur implication croissante s'explique d'une part par la décentralisation de la production d'énergies renouvelables, adaptée aux ressources locales, qui donne la possibilité à des acteurs locaux de devenir producteurs d'énergie et acteurs de la transition. Elle est également liée au niveau de proximité nécessaire pour accompagner la rénovation des logements ou les évolutions de la mobilité.

La transition énergétique, une opportunité pour les acteurs des territoires

L'avancement rapide de la transition énergétique, en particulier pour l'électricité, dans de nombreux autres pays européens, et le consensus pour poursuivre dans cette voie, sont très certainement liés au fait que les citoyens, les collectivités locales, les agriculteurs sont

¹⁴ SER, Les scénarios du SER pour construire le nouveau modèle énergétique français, janvier 2018.

largement parties prenantes de cette transformation. En Allemagne, près de la moitié de la capacité installée des énergies renouvelables électriques depuis 2000 appartient à des personnes privées. Au Danemark, des coopératives énergétiques existent depuis les années 80, et la loi de 2009 impose l'ouverture à 20 % minimum du capital des parcs éoliens aux riverains. Des dynamiques similaires sont observées dans de nombreux autres pays européens (Autriche, Belgique, Royaume-Uni, etc). En ce sens, le paquet énergie propre discuté au niveau de l'Union Européenne reconnaît-il l'importance de soutenir les dynamiques portées par les communautés énergétiques dans les politiques énergétiques nationales.

En France, la loi sur la transition énergétique a favorisé l'investissement par les particuliers et par les collectivités dans les projets de production d'énergies renouvelables. Les appels d'offres pour les projets de production d'énergies renouvelables intègrent dorénavant un bonus pour les projets participatifs, ce qui a incité de nombreux développeurs à ouvrir leurs projets au financement ou à l'investissement des acteurs locaux. En complément des lois de décentralisation, la loi sur la transition énergétique a donné davantage de compétences aux collectivités pour piloter et mettre en œuvre la transition énergétique, à la fois pour la production d'énergies renouvelables, mais aussi pour l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les territoires ont désormais le désir d'accueillir des projets qui participent à leur développement. Il est temps de leur redonner les moyens de s'approprier leur énergie pour mener et accompagner des projets qu'ils ont envie de voir se concrétiser.



Créer de la valeur dans les territoires

Pour les territoires, développer un programme énergétique local, c'est aussi un moyen de créer de la valeur économique et des emplois. Aujourd'hui, les projets énergétiques ne peuvent plus être dissociés des stratégies des collectivités et acteurs locaux. Ils doivent impliquer un ensemble large de parties prenantes qui représentent les intérêts du territoire et portent les différents objectifs poursuivis. Entre elles doit s'ouvrir une négociation sur la répartition de la valeur créée, dans un logique de projets citoyens et participatifs.

Ainsi, dans un système énergétique territorial basé sur les énergies renouvelables, la part territoriale de la valeur économique générée peut être évaluée à différents étages : la création d'activités pour la fourniture de produits et services associés aux projets ; les activités de conception, développement, construction et exploitation des unités de production d'énergies renouvelables ; la structure de capital de la société d'exploitation (qui détermine la répartition des revenus de l'exploitant) ; l'utilisation par les investisseurs des ressources générées par les projets dans de nouveaux projets locaux.

Souvent, les porteurs de projets locaux sont plus sensibles et attentifs au fait de maximiser la part territoriale de la valeur générée. A titre d'illustration, pour un projet éolien de 8 MW, avec un projet exogène, porté par une entreprise extérieure, et un projet endogène, porté par les acteurs locaux : seulement 5,35 millions d'euros reviendraient au territoire dans le premier cas, tandis que le montant atteindrait 15,34 millions d'euros dans le second cas, soit 10 millions d'euros de plus pour le territoire¹⁵.

Enfin, les projets citoyens et participatifs d'énergies renouvelables contribuent à une meilleure répartition des richesses entre territoires urbains et ruraux, procurant des bénéfices économiques pour ces derniers et contribuant à l'autonomie énergétique de tous.

Évidemment, une analyse comparable peut aussi être appliquée sur la chaîne de valeur des actions d'efficacité énergétique, en particulier la rénovation des bâtiments. Souvent les territoires engagés dans la transition énergétique réemploient les ressources dégagées par les projets d'énergies renouvelables dans des travaux d'efficacité énergétique : cela permet de diminuer (ou maîtriser) les factures d'énergie, et donc lutter contre la précarité énergétique et dégager du pouvoir d'achat pour les ménages, tout en consolidant davantage encore l'activité locale.

¹⁵ Énergie Partagée, 2017 : <https://energie-partagee.org/wp-content/uploads/2017/09/GUIDE-EP-web.pdf>

RAISON N°4. Les énergies renouvelables, ça coûte de moins en moins cher

Contrairement au nucléaire, dont les coûts sont systématiquement en hausse, les énergies renouvelables, en particulier le solaire et l'éolien, ont vu leurs coûts baisser drastiquement ces dernières années, les rendant de plus en plus compétitives. Ainsi, les derniers appels d'offres en France ont abouti à un prix moyen pondéré de 65,4 €/MWh pour l'éolien terrestre et de 61,6 €/MWh pour les centrales solaires au sol de grande puissance, soit la moitié du prix de l'électricité produite par le futur EPR d'Hinckley Point. Et la tendance à la baisse va se poursuivre dans les années à venir : éoliennes de plus grande puissance et fonctionnant dans des zones moins ventées, gains de productivité sur les équipements...

Face à ce constat, les adversaires des énergies renouvelables cherchent de nouveaux arguments. Pour eux, si l'éolien et le photovoltaïque sont dorénavant bon marché, il faut ajouter le coût d'intégration, notamment le stockage, qui ferait monter considérablement les prix. S'il y a un point sur lequel nous pouvons être d'accord, c'est qu'il est important de regarder le coût complet du système électrique et de comparer un système complet à un autre.

Ainsi, dans notre système électrique actuel, qui présente une production d'électricité très centralisée, il est nécessaire d'intégrer les coûts engendrés par les pertes réseau. Lors de son transport entre les lieux de production et les lieux de consommation, l'électricité subit des pertes dont le volume dépend de la puissance transportée, de la distance de transport, des conditions météorologiques et des caractéristiques du réseau. Près de 80 % de ces pertes correspondent à l'énergie dissipée par effet Joule et effet couronne sur les lignes à haute et très haute tension. En 2017 les pertes se sont établies à 11,2 TWh.

Par ailleurs, comme vu précédemment, la promotion du chauffage électrique, avec des radiateurs peu performants et des logements mal isolés, entraîne des pics de consommation en fin de journée en hiver. Notre système électrique est donc dimensionné pour pouvoir répondre à ces pics qui ne se produisent pourtant que rarement. Enfin, notre production d'électricité majoritairement nucléaire étant peu variable (le nucléaire produit en base), nous continuons à produire la nuit, quand la consommation est plus basse, une électricité que nous devons brader car il n'y a pas de demande. A tout ceci doivent s'ajouter les coûts complets de la filière nucléaire (démantèlement, déchets nucléaires...) qui sont sous-évalués.

Pour réfléchir à un nouveau système, il est important de commencer d'abord par prendre en compte les actions possibles de maîtrise de la demande en électricité, notamment en pointe, par une rénovation énergétique performante des bâtiments et un changement de mode de chauffage pour aller vers des systèmes moins énergivores et récents comme les pompes à chaleur ou le chauffage au bois. Réduire les pics de consommation de fin de journée en hiver permet de dimensionner notre production de manière plus réduite.

Ensuite, avant d'envisager du stockage, le système doit être pensé pour intégrer la variabilité de certaines sources de production d'énergie renouvelable (à noter que certaines sources comme l'hydroélectricité sont, elles, pilotables). Ainsi, le foisonnement et la complémentarité

des sources d'énergies renouvelables va permettre d'apporter une couverture des besoins dans des conditions climatiques variées. Le réseau électrique, s'appuyant sur des prévisions météorologiques va ensuite jouer son rôle pour transférer, en cas de besoin, les excédents d'électricité d'une région vers une autre. En cas de production basse, les solutions actuelles comme l'effacement et les solutions en développement comme le pilotage de la demande permettront d'adapter la consommation à la production. Enfin, pour les moments de l'année où ces solutions ne sont pas suffisantes, un stockage devra être prévu, sous plusieurs formes : des batteries pour des durées courtes, par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou encore via du « *power to gas* » qui permet de transformer une production d'électricité excédentaire en hydrogène, puis éventuellement en méthane qui peut être réutilisé pour produire de l'électricité en cas de besoin ou réinjecté dans le réseau de gaz.

Concrètement, quelle évaluation du coût d'intégration des énergies renouvelables ? S'il est essentiel de comparer le coût complet de systèmes électriques différents, le coût de backup, qui en est l'un des éléments, doit être précisé. L'expérience des pays ayant une part beaucoup plus importante d'énergies renouvelables dans leur production d'électricité nous apporte une première information importante : même avec un développement fort des énergies renouvelables électriques en France, il y aura peu d'impacts sur le système électrique avant 2030. Nous avons donc encore plusieurs années pour nous adapter. Un rapport réalisé par l'Agora Energiewende en 2016 concluait, sur la base d'expériences allemandes, que les coûts liés aux réseaux et les coûts d'équilibrage varient, mais sont néanmoins relativement bien définis et atteignent des valeurs modérées, entre +5 et +13 €/MWh pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque. RTE estimait, également, récemment lors d'un colloque sur l'évaluation du coût complet des énergies renouvelables que l'ordre de grandeur du coût de « back-up » était entre 0 et 12 €/Mwh, ce qui, du fait de la baisse des coûts des renouvelables, les rend encore largement compétitives.

RAISON N°5. Il est possible de fermer *en même temps* les centrales au charbon et des réacteurs nucléaires sans réchauffer le climat

L'un des enjeux de la transition énergétique est de transformer la production d'électricité pour arriver à zéro émission de gaz à effet de serre dans ce secteur. Si les principaux secteurs d'émissions de gaz à effet de serre en France ne concernent pas la production d'électricité, mais les transports, l'agriculture et le bâtiment, atteindre la neutralité carbone à horizon 2050 exige d'éliminer à terme les émissions de CO₂ des centrales thermiques à flamme fonctionnant aux énergies fossiles¹⁶. Cette baisse des émissions de gaz à effet de serre du système électrique doit s'intégrer de manière plus globale dans une perspective de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble des secteurs de l'économie française.

¹⁶ La capacité installée fin 2017 atteint selon RTE un total de 130,8 GWe électrique, dont 63,2 GWe de nucléaire et 18,9 GWe de thermique à flamme.

Le recours aux énergies fossiles pour répondre à l'intermittence du nucléaire

Le système électrique français est relativement peu émetteur de gaz à effet de serre, avec une part d'énergies fossiles dans la production électrique contenue en 2017 à 10,3 %¹⁷, contre 65 % environ au niveau mondial et 48 % au niveau de l'Union Européenne. Cela n'en fait pas un modèle de vertu climatique pour autant : les émissions de gaz à effet de serre de la France dans l'ensemble des secteurs demeurent beaucoup trop élevées (dans les transports et l'agriculture notamment). Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la France doit réduire ses émissions dans tous les secteurs, et elle doit améliorer le contenu carbone de son système électrique.

Or, les émissions de gaz à effet de serre du secteur de la production d'électricité ont augmenté en France en 2015 et une nouvelle fois en 2016. Ceci s'explique notamment par la dureté des hivers ces deux années, avec des températures froides plus importantes. Cela s'explique aussi par le taux de disponibilité des réacteurs nucléaires, plus faible, ayant engendré un recours plus importants aux centrales fonctionnant aux énergies fossiles. En effet, les réacteurs ont vieilli et doivent de plus en plus souvent - et de plus en plus longtemps - être mis à l'arrêt pour être réparés, mis aux normes. **N'ayant pas anticipé ces interruptions, la France a recours à des moyens de production électrique à partir de sources fossiles. La France a donc à la fois du nucléaire vieillissant et des émissions de CO₂ en hausse pour le secteur de la production d'électricité.**

Miser sur la prolongation des réacteurs nucléaires n'est donc pas un gage de baisse des émissions de gaz à effet de serre. Seule une fermeture programmée de réacteurs, permettant le développement d'alternatives comme l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, nous mettra sur une trajectoire fiable pour réduire notre impact sur le climat.

Enfin, de nombreux facteurs doivent être pris en compte pour apprécier l'impact global du système électrique sur les émissions de gaz à effet de serre, à commencer par l'impact des actions sur la demande d'électricité. Remplacer le chauffage basé sur les énergies fossiles par du chauffage électrique *performant* à l'occasion d'opérations de rénovation énergétique d'une part, et le développement du véhicule électrique, qui vient en partie au moins se substituer à des véhicules thermiques d'autre part, contribuent à une diminution des émissions de gaz à effet de serre¹⁸.

Des scénarios qui permettent de fermer les centrales à charbon et des centrales nucléaires sans mettre en péril nos objectifs climatiques

Les scénarios du bilan prévisionnel à 2035 de RTE ont été largement commentés et utilisés comme arguments pour convaincre de reculer des fermetures de réacteurs nucléaires. Pourtant, les quatre scénarios 2035 (Watt, Ampère, Hertz et Volt) arrivent tous à la même conclusion : les émissions CO₂ du secteur électrique n'augmentent pas à horizon 2025 par rapport aux émissions actuelles. Et ce, malgré des options très différentes concernant le

¹⁷ Malgré une augmentation de la production électrique à base de thermique à flamme de 20 % en 2017 par rapport à 2016, du fait notamment d'une disponibilité en recul du parc nucléaire.

¹⁸ RTE évalue par exemple dans le cadre de ses scénarios à 7 MtCO₂ l'impact du déploiement de 5,5 millions de véhicules électriques à l'horizon 2035, qui constitue son hypothèse basse en la matière.

rythme de fermeture de réacteurs nucléaires. Il est donc possible de fermer les dernières centrales à charbon fonctionnant en France et de fermer en même temps des réacteurs nucléaires, sans mettre en péril nos objectifs climatiques. D'autres facteurs comme le niveau des exportations d'électricité ont un impact important sur le nombre de réacteurs ou de centrales à fermer. Pourquoi le ministère de la transition écologique et solidaire ne demande-t-il pas à RTE de réaliser une variante du scénario Watt, celui qui prévoit la baisse la plus forte de la consommation d'électricité et un niveau d'exportation réduit, en modulant légèrement les fermetures de réacteurs nucléaires pour que les émissions de gaz à effet de serre soient plus réduites en 2035, le rendant ainsi tout aussi compatible avec les enjeux du climat que les deux scénarios retenus actuellement ?

RAISON N°6. Plus on réduit les pics de consommation d'électricité, plus on peut se passer d'énergies nucléaire et fossiles

L'enjeu de la réduction de la pointe

L'équilibre du système électrique ne se joue pas qu'en énergie. Il se joue aussi et peut-être surtout en puissance. L'adéquation permanente des productions par rapport aux besoins est un enjeu essentiel qui doit être préservé quelle que soit l'évolution du système.

Les moyens de production sont dimensionnés pour répondre aux besoins quand ils atteignent leur niveau maximum, même si les pointes de consommation ne se produisent que quelques fois dans l'année, par exemple en période de grand froid. L'un des enjeux majeurs est donc de réduire ces pointes afin d'éviter un surdimensionnement du parc français de production d'électricité.

Le chauffage électrique traditionnel : un gouffre à électrons et un poids pour le budget des ménages

Le chauffage électrique, promu par l'État depuis le lancement du programme électronucléaire, a conduit à un fort taux d'équipements des ménages français – plus d'un tiers se chauffent ainsi – faisant peser à chaque période de grand froid des risques de « black-out ». Le chauffage représente ainsi 2/3 de la production électrique totale en périodes de pointe. Cette « crise aiguë » cache des coûts chroniques :

Un coût environnemental : pour répondre à la consommation due au chauffage électrique, le système électrique français exige l'importation de production fossile émettant énormément de CO₂ (centrales charbon, fioul et gaz, ou pire encore, lignite).

Un coût social ensuite : le chauffage électrique reste le moyen de se chauffer le plus cher. Les logements insuffisamment isolés et équipés de chauffages électriques sont le lot commun des ménages pauvres ou modestes. Ces derniers sont donc principalement

touchés et sont bien souvent obligés de passer ces jours dans des conditions exécrables voire néfastes pour leur santé.

Un coût économique : si la France exporte de l'électricité de base, à bon marché, elle importe de l'électricité de pointe à un prix élevé. A cela s'ajoutent les investissements toujours plus importants pour le renforcement du réseau afin de lui permettre de faire face aux appels de puissance extrêmement importants.

Selon RTE, en hiver, du fait du chauffage électrique, la consommation est d'autant plus forte que les températures sont rigoureuses. En France, cette augmentation de consommation est estimée de l'ordre de 2400 MW par degré Celsius. **Chaque degré en moins sur le thermomètre impose de trouver sur le marché l'équivalent de plus de deux réacteurs nucléaires. Une réalité qui fait de la France le pays le plus « thermo-sensible » d'Europe (c'est-à-dire le plus sensible au froid).**

Les solutions existent

Réduire les pointes électriques n'a pas été une priorité des politiques publiques ces dernières années. Pourtant, des solutions existent. Ainsi, il est possible de décaler des usages à des périodes plus creuses. Ainsi, la PPE actuelle prévoit une augmentation de l'effacement avec un objectif de 5 GW en 2018 et 6 GW en 2023. Les réseaux intelligents permettront aussi de déconnecter automatiquement des appareils électriques non indispensables en cas de forte demande.

Surtout, pour réduire structurellement la demande de pointe, mais aussi le coût induit sur le budget des ménages, la rénovation énergétique des logements permet de baisser considérablement les besoins de chauffage. Par ailleurs, les convecteurs électriques actuels peu performants peuvent être remplacés par exemple par un chauffage au bois ou une pompe à chaleur performante.

RAISON N°7. La France risque de produire beaucoup trop d'électricité nucléaire par rapport à ses besoins (l'équivalent de 20 réacteurs)

Le solde exportateur

Les échanges d'électricité de la France avec les pays voisins peuvent jouer une fonction de régulation entre production et consommation. Ils permettent l'équilibrage entre offre et demande. La France a ainsi développé au cours des dernières décennies un solde exportateur, en lien avec une surcapacité nucléaire par rapport à ses propres besoins.

La France : le « château d'eau nucléaire » de l'Europe ?

Ainsi, d'un solde nul au début des années quatre-vingt, on est passé à un solde exportateur record de 77 TWh en 2002. Compte tenu des difficultés observées par l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en 2016 et 2017, ce niveau est retombé à 39,1 puis 36,2 TWh. En moyenne, le solde exportateur s'établit à 57,5 TWh entre 1990 et 2016.

La France se rêve en véritable "château d'eau nucléaire" de l'Europe, déversant une surcapacité croissante sur le réseau européen. Dans les scénarios RTE où le nucléaire reste à un niveau compris entre 75 et 85 % de la capacité actuelle (les scénarios Ampère et Volt), cela suppose l'exportation massive et inédite d'électricité : le niveau du solde exportateur triple par rapport au niveau actuel pour atteindre respectivement 134 TWh et 159 TWh¹⁹. En d'autres termes, **l'équivalent de la production de 20 réacteurs nucléaires !**

Une stratégie d'exportation peu crédible

Ce résultat mécaniquement lié au refus de fermer des réacteurs pour faire la place nécessaire aux énergies renouvelables n'a que peu de chances de se produire. Il se traduit d'abord par un doublement de la part de la production française réalisée pour l'exportation, qui bondirait à 25 voire 28 %, contre un niveau toujours situé historiquement entre 10 et 15%²⁰.

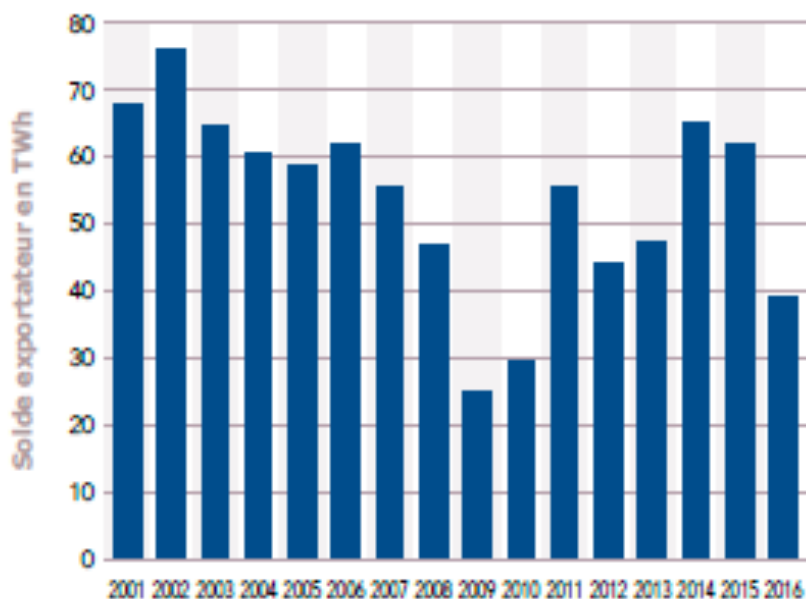
Ceci suppose à la fois qu'un différentiel suffisant de coût existe durablement avec le reste de l'Europe pour rendre rentable pour la France le développement d'une telle surcapacité, et que les stratégies des pays voisins de la France sont compatibles avec cette vision massivement importatrice de la surcapacité nucléaire française. Ce rêve nucléaire français n'est tout simplement pas réaliste.

Tout d'abord, nos voisins, qui développent eux aussi les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, n'ont pas prévu d'importer de telles quantités d'électricité. Surtout, cette vente massive d'électricité fortement nucléarisée est politiquement inacceptable, à la fois pour les pays qui ont eux-mêmes pris la décision de sortir du nucléaire, mais aussi pour les Français qui auraient à conserver sur leur territoire l'équivalent de 20 réacteurs nucléaires vieillissants, et les déchets qu'ils produisent, uniquement pour alimenter en électricité d'autres pays.

¹⁹ Ces ratios sont à comparer à l'augmentation de la production renouvelable, qui fait un bond de 142 à 214 TWh selon les scénarios : 60 % à la totalité de cette progression se retrouvent en fait absorbés dans le solde exportateur.

²⁰ La part de l'électricité importée dans la consommation reste au contraire dans la fourchette traditionnelle de 0 à 5 %.

Figure 3 • Évolution du solde exportateur depuis 2001



Source : RTE, BP 2017

Un risque pour la rentabilité des producteurs d'électricité, et pour les finances publiques

Produire beaucoup plus d'électricité que les besoins à couvrir en France et en Europe ferait peser le risque d'une surcapacité qui se traduirait par une baisse du prix de marché de l'électricité. Les producteurs d'électricité, y compris EDF, seraient alors confrontés à des difficultés accrues de rentabilité. Ainsi, une récente étude de l'Iddri et de l'Agora Energiewende conclut que la rentabilité d'un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée en 2030, malgré l'hypothèse d'une augmentation de 60 % des capacités d'exports françaises, un doublement des interconnexions en Europe et un prix du CO₂ à 30 euros par tonne de CO₂.

Par ailleurs, le soutien aux énergies renouvelables étant calculé sur la base de la différence entre le prix de marché et le prix de vente permettant de couvrir les frais, plus le prix de marché est bas, et plus les énergies renouvelables coûtent cher aux contribuables. Ainsi, l'étude de l'Iddri et de l'Agora Energiewende montre que le maintien d'une capacité de production nucléaire à 63 GW réduirait la rémunération moyenne annuelle des productions solaires photovoltaïque à moins de 15 €/MWh, bien en deçà des niveaux nécessaires à couvrir leurs coûts. Lorsque le parc nucléaire est redimensionné à 40 GW ou à 50 GW avec un prix du CO₂ augmenté à 50 €/tCO₂, la rémunération du solaire PV au sol se situerait au-dessus de 45 €/MWh, soit un niveau de prix qui permettrait vraisemblablement de couvrir les coûts des nouveaux projets par le marché en 2030. En clair, ne pas fermer assez de réacteurs nucléaires, c'est renchérir le coût des renouvelables pour le budget de l'État, ce qui est probablement un moyen de les freiner.

Une stratégie exportatrice qui pourrait mettre en péril la décarbonation de l'électricité de nos voisins

Dans sa volonté d'exporter massivement son électricité fortement nucléarisée, la France pousse ses voisins européens à adopter un prix plancher pour le carbone sur la production d'électricité, rendant ainsi sa propre électricité plus compétitive. S'il est une évidence que la production d'électricité à partir de ressources fossiles, en particulier le charbon, doit diminuer et s'arrêter au plus vite, l'acceptabilité par nos voisins d'une telle taxe risque d'être freinée par l'idée d'importer une électricité loin d'être majoritairement renouvelable. La mise en place d'une taxe sur le carbone pour la production d'électricité ne pourra donc être acceptée que si elle s'appuie sur un accord gagnant-gagnant entre les pays qui vont fermer des centrales à charbon et la France qui doit s'engager en parallèle à fermer des centrales nucléaires.

RAISON N°8. Le nucléaire est un risque de moins en moins contrôlable et un verrou pour la transition énergétique

La PPE pose la question de la poursuite du programme nucléaire, et doit donc tenir compte de l'ensemble des risques liés à la prolongation des réacteurs nucléaires vieillissants. Les anomalies et les dysfonctionnements s'accumulent et touchent désormais l'ensemble des centrales françaises. Maintenir une part élevée de nucléaire dans la production d'électricité, c'est prendre le risque d'un accident nucléaire. Cette situation fait peser un risque énorme sur les populations mais également sur la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du système électrique. L'objectif fixé par la loi de réduire la part de nucléaire à 50% est un levier indispensable de la transition énergétique car il permet de diversifier le mix électrique, de libérer des marges de manœuvre pour le développement des énergies renouvelables et de maîtriser les risques inhérents liés au nucléaire. C'est également le premier point de passage vers un système électrique 100% renouvelable.

La trajectoire nucléaire

Comment faire? En toute logique, ce sont les trajectoires de consommation et de développement des énergies renouvelables qui devraient terminer la trajectoire d'évolution du parc nucléaire. Actuellement, c'est la logique inverse qui est appliquée. Cela ralentit les efforts de maîtrise de la consommation d'électricité et l'essor des énergies renouvelables, deux leviers indispensables pour la transition énergétique. Cette logique fait également peser un risque de moins en moins contrôlable sur les populations vivant à proximité des installations nucléaires.

L'objectif des 50 % est un point de passage indispensable. La loi TECV fixe un objectif clair de passer du niveau actuel du nucléaire dans la production, soit 71,2 % en 2017²¹, à 50 % à l'horizon 2025. Cet objectif répond à plusieurs préoccupations. À court terme, il s'agit de

²¹ Ce niveau a atteint jusqu'à près de 80 % et se situait régulièrement ces dernières années autour de 75 %, avant une dégradation due en 2016 et 2017 aux problèmes de disponibilité du parc nucléaire.

réduire la dépendance de l'ensemble du système électrique, et donc de la société française, à une technologie dont on sait depuis les accidents de Tchernobyl et de Fukushima qu'elle ne peut jamais être totalement maîtrisée. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) rappelle régulièrement qu'à partir du moment où plusieurs réacteurs ont été construits sur le même modèle, il existe un risque de sûreté générique : une difficulté sur un réacteur signifie potentiellement une difficulté sur de nombreux réacteurs du parc. Il est donc dangereux pour la sécurité d'approvisionnement de dépendre autant du parc nucléaire français²².



L'objectif de 50% est également cohérent avec la volonté et la faisabilité de diversifier le « mix électrique » en développant les renouvelables. Et même si la loi ne dit rien sur l'évolution au-delà de 2025 et de ce seuil de 50 % de nucléaire, l'atteinte de l'objectif de 50% de nucléaire doit être un point de passage pour aller vers encore plus d'énergies renouvelables et moins de nucléaire. Plusieurs scénarios²³ ont démontré la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable à l'horizon 2050, sans carbone et sans déchets ni risques nucléaires. C'est l'horizon vers lequel tendre désormais.

Enfin, cet objectif est cohérent avec la réalité industrielle : notre parc nucléaire est à bout de souffle. Initialement conçu pour une durée de vie de 40 ans et massivement mis en service entre la fin des années soixante-dix et la fin des années quatre-vingt, le parc est vieillissant et les réacteurs approchent leur limite d'âge. Les incertitudes sur les possibilités de poursuivre leur exploitation au-delà dans des conditions se rapprochant des exigences de sûreté appliquées à de nouveaux réacteurs, comme l'a demandé l'ASN²⁴, sont renforcées

²² Et ce d'autant plus que le parc nucléaire français présente la particularité d'être très standardisé. L'ASN estime que le système électrique devrait être prêt à faire face à tout moment à l'indisponibilité fortuite d'une dizaine de réacteurs.

²³ Ademe 2015, NegaWatt 2017.

²⁴ WISE-Paris, L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français, 2014.

par les difficultés industrielles et financières auxquelles est confronté aujourd'hui EDF. La fermeture de réacteurs est aussi un moyen de retrouver des marges de manœuvre pour maîtriser les risques liés au vieillissement des centrales. Le maintien d'une situation de dépendance forte du système à la production nucléaire, combiné aux enjeux de passage réacteur par réacteur de l'échéance des 40 ans et aux problèmes de sûreté, crée également dans la durée des risques pour le système électrique lui-même.

La fuite en avant de l'industrie nucléaire

Face à ces constats, l'industrie nucléaire privilégie au contraire une fuite en avant. Contestant ses difficultés, elle affirme au contraire que la poursuite d'exploitation des réacteurs est la solution la plus sûre et la plus rentable, et cherche par tous les moyens à imposer une vision dans laquelle la prolongation constitue la règle, la fermeture de réacteurs étant l'exception.

Le critère de 50 % étant fixé par rapport à une production, son application dépend du niveau total de production nécessaire. À besoin de production constant, il correspond à la fermeture d'environ 20 réacteurs sur les 58 en service. Mais plus la consommation est élevée, et les exportations soutenues, plus le niveau de production correspondant à 50 % est élevé et le nombre de réacteurs à fermer pour l'atteindre moindre. Pousser ces options conduit à maintenir la dépendance du système à la production nucléaire, et à renforcer la difficulté d'engager ces fermetures.

En particulier, le maintien du besoin de production à un seuil élevé par le manque d'efforts sur la consommation et par le soutien à l'exportation pèse sur la réalisation des 50 % non nucléaires : plus ce volume est élevé, plus il est difficile de développer les énergies renouvelables à un rythme permettant d'y répondre. Le nucléaire agit comme un verrou sur la transition énergétique. Mais à l'inverse, le gouvernement choisit d'écarter les scénarios qui s'approchent le plus de cet objectif de 50 % au profit des scénarios qui en sont le plus éloignés.

Les quatre scénarios établis par RTE dans le cadre de son Bilan prévisionnel à 2035 conduisent, selon les différentes logiques qu'ils développent, à une réduction de capacité nucléaire installée de 55 GWe, 24 GWe, 15 GWe et 8 GWe d'ici à 2035. Seul le premier est proche, avec 55 % en 2025, de l'objectif fixé par la loi. Les deux suivants l'atteignent en 2030. Le dernier ne cherche même pas à s'en approcher. Ce sont pourtant les deux derniers que le gouvernement retient pour l'élaboration de la PPE.

Entre vieillissement des centrales nucléaires et anomalies répétées, une crise de la sûreté

Le maintien en fonctionnement d'une partie importante du parc bien au delà de 40 ans, dans des conditions entretenues de dépendance à sa production, ne peut qu'accroître un risque d'accident majeur dont l'ASN souligne qu'il ne peut être exclu sur aucun réacteur ni aucune des grandes usines du "cycle" du combustible. Si l'objectif affiché est de s'engager dans cette prolongation seulement si les conditions de sûreté sont renforcées par rapport à son niveau actuel, l'industrie nucléaire n'offre en réalité aujourd'hui aucune des garanties nécessaires.

Au contraire, elle aborde ce chantier colossal dans une situation de crise globale de la sûreté de plus en plus inquiétante. Le vieillissement des installations, la perte de compétences, le

décalage de certaines opérations de maintenance, le recours croissant à la sous-traitance ont été autant de facteurs contribuant, ces dernières années, à une dégradation difficilement mesurable mais réelle de la sûreté, qui se manifeste par exemple par la mise en évidence de problèmes toujours plus nombreux de non-conformité²⁵ ou de qualité. Tout récemment, l'ASN annonçait qu'une partie des soudures sur l'EPR présentait des défauts qui nécessiteraient des travaux complémentaires. Les problèmes de fabrication découverts à l'usine de Creusot Forge (EDF a déjà recensé plus de 1000 anomalies et les contrôles sont encore en cours), d'où provient la grande majorité des gros composants en service dans le parc nucléaire français, montrent qu'est en cause non seulement la qualité des composants, mais aussi la confiance dans le contrôle, puisqu'il semble clair que des falsifications n'ont pas été détectées par le passé. Cette affaire montre aussi, avec l'autorisation probable de mise en service de la cuve de l'EPR de Flamanville malgré une présence trop élevée de carbone, comment cette situation peut, par des mécanismes de fait accompli, conduire à déroger aux exigences initiales et prendre des risques difficilement maîtrisables.

La fuite en avant concerne aussi l'accumulation de déchets radioactifs et de matières nucléaires, dont la limitation devrait pourtant être un objectif au même titre que celle des émissions de gaz à effet de serre. Les scénarios de maintien d'une capacité nucléaire au niveau des deux tiers de la capacité actuelle ou davantage représentent, par rapport à un scénario sans prolongation des réacteurs, une multiplication par 2 à 2,5 de la production nucléaire à venir : c'est autant d'années-réacteurs en plus vis-à-vis du risque d'accident, et de déchets nucléaires supplémentaires à produire.

RAISON N°9. Le nucléaire coûte déjà beaucoup trop cher

Le choix d'une trajectoire basée sur la prolongation de fonctionnement du parc existant, et où le développement des renouvelables n'est possible que pour alimenter une demande soutenue et à la condition de développer massivement les exportations, repose sur un argument économique en apparence imparable : cette prolongation serait sans équivoque le moyen le moins cher de continuer à produire l'électricité au niveau nécessaire. Cet argument, qui s'appuie sur une longue tradition de propagande sur la compétitivité à toute épreuve du kWh nucléaire, est profondément contestable.

Le coût du nucléaire : un aspect essentiel de la transition énergétique

La question du coût du nucléaire joue incontestablement un rôle de pivot dans les décisions à prendre sur l'évolution du système électrique, pour deux raisons. La première est que le nucléaire a de très longue date été associé à la promesse d'une électricité compétitive et accessible à tous : indépendamment de la réalité contestable de cette affirmation, la poursuite de cette promesse apparaît politiquement comme une condition de la poursuite du programme.

La seconde est que les promoteurs d'une stratégie privilégiant la prolongation de tout ou

²⁵ Les contrôles ont mis en évidence en 2017 que plus de 40 réacteurs se trouvaient, pour des raisons diverses et depuis une durée indéterminée, en risque de perte totale d'alimentation électrique et/ou de refroidissement en cas de séisme aggravé.

partie du parc nucléaire, avec toutes les implications que cela comporte du point de vue de la demande, des énergies renouvelables et des exportations, font de l'avantage en coût le centre de leur argumentaire. C'est selon eux parce que le coût de production des réacteurs prolongés reste compétitif vis-à-vis de toute autre solution que le nucléaire garde dans tous les scénarios une importante place économique, et qu'il est donc absurde de fermer prématurément des réacteurs qui restent des actifs rentables.

Cet argument est profondément biaisé par des choix de périmètre, de méthode de calcul et d'hypothèses qu'il convient de discuter. Le coût du nucléaire est en effet un objet complexe, qui doit intégrer des éléments que l'on peut difficilement agréger tels que le coût d'investissement, les coûts de combustible et d'exploitation, mais aussi les charges à long terme pour le démantèlement et les déchets, ou encore le coût de l'accident. Et qui peut se calculer selon différentes méthodes, à visée financière, économique ou comptable, qui ne regardent pas tous ces éléments et pas de la même façon. Il est donc essentiel, pour éviter toute instrumentalisation, d'adopter la méthode appropriée en fonction de la question posée, et d'être transparent sur le périmètre retenu et les hypothèses utilisées.

Le nouveau nucléaire hors-jeu

Même avec tous les biais possibles (comme souvent dans le domaine du nucléaire), il est clair désormais que le nouveau nucléaire n'est plus compétitif. La compétitivité s'apprécie traditionnellement par une méthode dite de "coût complet", qui permet sa comparaison avec d'autres nouveaux moyens de production²⁶. Les réacteurs qu'envisage de construire EDF sont de ce point de vue hors jeu.

C'est une évidence s'agissant du réacteur EPR actuellement en fin de construction à Flamanville. Son coût total, qui n'est pas encore final, est d'ores et déjà supérieur à 10 milliards d'euros, et son coût complet de production est estimé à plus de 90 €/MWh²⁷, soit deux fois plus que le niveau des meilleures énergies renouvelables aujourd'hui. Encore faut-il préciser qu'il s'agit d'un coût moyen estimé sur l'ensemble de sa durée de vie projetée, soit 60 ans, pendant lequel les renouvelables vont sans doute encore progresser et leur coût baisser fortement.

EDF l'a d'ailleurs confirmé en indiquant que son objectif était désormais que son nouveau modèle de réacteur EPR présente un coût 20 % à 30 % inférieur à celui du modèle en construction à Flamanville. L'objectif pour EDF n'est plus d'être compétitif vis-à-vis des renouvelables, ce qui n'est plus possible, mais simplement moins cher en complément de ces renouvelables que la production thermique...

Des coûts cachés (par le "coût cash")

La discussion se concentre dès lors sur le nucléaire existant, pour lequel la méthode du coût complet n'est plus réellement adaptée. On lui préfère généralement des méthodes tenant compte à la fois des dépenses réalisées constatées et de celles qui restent projetées,

²⁶ Le coût complet, plus précisément coût complet actualisé de production (en anglais levelized cost of electricity, LCOE) intègre à la date d'actualisation l'ensemble des dépenses nettes associées à la production, depuis le début de la construction jusqu'à la fin de vie. L'application de cette méthode à la date hypothétique de démarrage d'un nouveau moyen de production permet de comparer le coût global du projet en fonction de la technologie choisie.

²⁷ Pour mémoire, la décision de le construire a été prise sur la base d'une projection de 3 Mds € et moins de 30 €/MWh.

comme celle dite du coût courant économique²⁸ préconisée par la Cour des comptes. La Cour a calculé pour la première fois avec cette méthode le coût moyen du kWh du parc nucléaire français en 2010 dans un rapport de 2012, actualisé en 2014 et complété par une nouvelle évaluation en 2016²⁹.

Ces évaluations ont à la fois mis en évidence un coût plus élevé que les évaluations précédentes ne l'avaient jamais révélé, et montré que ce coût est aujourd'hui en constante augmentation, sous l'effet notamment de la croissance continue des besoins de maintenance. Le coût courant économique du nucléaire français est ainsi passé, selon la Cour, de 49,6 €/MWh en 2010 à 59,8 €/MWh en 2013, puis à 62,6 €/MWh au second semestre 2014. Le coût réel est sans doute encore plus élevé aujourd'hui, notamment du fait de la baisse de la production du parc³⁰.

Face à cette dérive, qui place clairement le nucléaire à un niveau où les prix moyens de marché peuvent difficilement rémunérer son coût, EDF a choisi de mettre en avant un nouveau calcul : celui des coûts restant à engager, popularisé sous le terme de "coût cash". Il s'agit ici de ne considérer que les coûts directement associés à la poursuite de fonctionnement des réacteurs, inclus les dépenses de maintenance associées à la prolongation, à l'exclusion de tous les autres³¹. Le coût du nucléaire existant, prolongé de 10 ou 20 ans s'établirait ainsi selon EDF autour de 33 €/MWh, soit un niveau compétitif vis-à-vis de n'importe quel autre nouveau moyen de production.

Ce calcul pose en réalité deux problèmes majeurs. Le premier concerne son périmètre et les hypothèses qu'il intègre. EDF ne fournit que très peu de détails, mais il apparaît que ce coût est basé sur des prévisions en termes de coût et de maîtrise des chantiers de la prolongation qui semblent pour le moins fragiles. En particulier, les éléments pris en compte dans le cadre du renforcement de la sûreté des réacteurs risquent, au vu des premiers éléments dont on dispose, d'être très en retrait des exigences que n'a pas encore fixées l'ASN. De plus, une indisponibilité supérieure aux prévisions très optimistes d'EDF conduirait également à un renchérissement important du coût indirect associé à cette indisponibilité³².

Surtout, il est impossible de comparer de façon pertinente ce coût à toute autre chose pour éclairer les choix en matière de mix électrique. En particulier, la comparaison avec de nouveaux moyens n'a aucun sens. Même du point de vue de la trajectoire d'investissements d'EDF, ce "coût cash" est un très mauvais indicateur, puisqu'il n'intègre ni rémunération du capital existant ni provision pour investissement futur : l'utiliser pour piloter les choix revient à renoncer à disposer de quelque moyen de production de remplacement au-delà de la prolongation de l'existant.

Enfin, les calculs d'EDF sont muets sur les coûts associés aux risques embarqués par la

²⁸ Le coût courant économique intègre l'ensemble des dépenses constatées à la date de calcul, y compris les dépenses d'investissement et leur amortissement, comme un "loyer économique", c'est-à-dire comme un emprunt qui serait en cours de remboursement. Il procède parallèlement de façon similaire au coût complet pour les dépenses à venir.

²⁹ Cour des comptes, *Rapport sur les coûts du nucléaire* 2012, 2014, 2016.

³⁰ Le calcul de la Cour des comptes est basé sur une production normalisée de 410 TWh par an. Avec une baisse à 384 puis 379 TWh de production en 2016 et 2017, les coûts fixes qui constituent la majorité du coût total pèsent davantage par kWh

³¹ Ainsi le "coût cash" ne prend en compte ni les coûts déjà engagés ni les coûts considérés comme fatals, ce qui recouvre notamment les investissements initiaux et leur amortissement, ou les coûts projetés pour le démantèlement.

³² À raison d'un coût estimé de 1 million d'euros par journée d'indisponibilité, la différence entre une durée moyenne de 6 mois ou d'un an se monte à plus de 150 millions d'euros par réacteur, soit plus de 8 milliards d'euros sur l'ensemble du parc...

poursuite du nucléaire. La prolongation de fonctionnement du parc accroît d'autant le nombre d'années réacteurs, et avec elle le risque d'accident. Celui-ci n'est que très faiblement couvert par les coûts actuels, qui intègrent l'obligation pour l'exploitant de couvrir ce risque à hauteur de 700 millions d'euros, quand le coût d'un accident majeur pourrait s'élever à 700 à 1000 milliards d'euros. Cette prolongation augmente aussi la production de déchets, dont on sait que le coût de gestion à long terme est aujourd'hui très incertain, et sans doute sous-estimé dans les calculs officiels.

RAISON N°10. Le nucléaire, EDF et la filière en grande difficulté financière

Ces dernières années, la situation financière de la filière nucléaire s'est fortement dégradée. D'abord, la faillite d'AREVA (aujourd'hui Orano), rattrapée à grand frais par l'Etat français. Faut-il craindre bientôt celle d'EDF, principal producteur d'électricité et unique exploitant du parc nucléaire français, lourdement endetté ? En effet, les perspectives d'amélioration restent faibles : capacité de production en berne, augmentation des coûts visibles et cachés, prix de marché relativement bas, débouchés internationaux de plus en plus réduits. Or, l'entreprise s'est engagée sur un plan d'investissement très lourd pour maintenir et prolonger le parc nucléaire français, construire l'EPR d'Hinkley Point en Grande-Bretagne, terminer celui de Flamanville, développer les énergies renouvelables, etc. Sa capacité financière pour faire face à ces lourds investissements est plus que contrainte et il n'est pas clair si la maison EDF est en capacité d'assumer la totalité de ces investissements.

La situation financière d'EDF continue de se dégrader

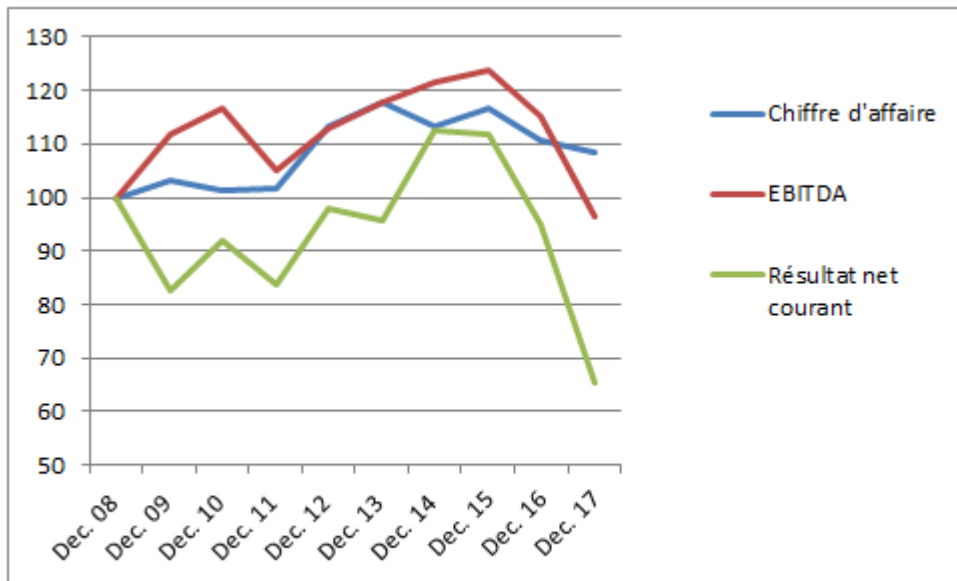
Électricité de France est lourdement endettée. La dette brute a quasiment triplé en 10 ans, et atteignait un niveau record de 75 milliards d'euros en 2016³³. Si elle a diminué en 2017, c'est principalement grâce à la cession de gros actifs (dont RTE) et aux augmentations de capital³⁴. Elle pèse encore 67 milliards d'euros. En l'absence d'un free cash-flow positif, EDF est contrainte d'emprunter chaque année sur les marchés financiers pour payer ses dividendes et pour rembourser les obligations arrivant à échéance. Pour le reste, la situation s'est dégradée en 2017: l'excédent brut d'exploitation a atteint son niveau le plus faible depuis 2006, et le chiffre d'affaires était de nouveau en baisse. Le résultat net courant³⁵ a, lui, chuté de 31%. Depuis fin 2007, la valeur des actions EDF au sein du portefeuille de l'APE a baissé de plus de 100 milliards d'euros.

³³ EDF préfère souligner sa dette nette. La dette brute donne une image plus réelle de l'évolution de la dette d'EDF, sans aucuns artifices comptables (ex. la trésorerie déduite n'est pas forcément utilisée pour rembourser la dette). Ce chiffre inclut les dettes hybrides (10095 M€).

³⁴ Augmentations de capital en 2017 : 4 mds € et près de 2 mds€ pour le paiement des dividendes en actions.

³⁵ Résultat net débarrassé des éléments non récurrents.

Figure 4 • Capacités financières d'EDF



(Source : présentations annuelles EDF)

Des perspectives limitées pour renflouer les caisses

Ces difficultés financières risquent de se confirmer dans les années qui viennent :

- A partir du moment où le volume de production du parc nucléaire continue de stagner/baisser et que le taux de charge de chaque réacteur diminue. C'est déjà le cas aujourd'hui : le parc nucléaire n'est ni exploité ni exploitable à pleine puissance (le taux de charge atteint son niveau le plus bas : moins de 69%), ce qui fait mécaniquement augmenter le coût de production du MWh, et donc diminuer la rentabilité du parc
- A partir du moment où le marché de l'électricité s'ouvre à la concurrence et qu'EDF perd une partie de ses abonnés et de son chiffre d'affaire.
- A partir du moment où la consommation d'électricité en France se stabilise, voire diminue, selon le bilan prévisionnel 2017 de RTE, ce qui suppose d'exporter la surproduction d'électricité.
- A partir du moment où les niveaux d'exportation d'électricité ne remontent pas suffisamment par rapport au niveau actuel (en 2017, le solde exportateur net de 38 TWh atteint son niveau le plus bas depuis 2010), et que les prix sur le marché restent structurellement faibles à cause de la surcapacité européenne.
- A partir du moment où le marché de vente de réacteurs continue de se rétracter : entre les pays qui se désengagent du nucléaire, les nouveaux arrivants sur le marché de la construction de réacteurs, les chantiers abandonnés et les projets retardés, les perspectives de décrocher de gros marchés à l'étranger sont très sombres pour EDF-Framatome.

La situation deviendrait encore plus critique s'il s'avère que l'exploitant :

- Doit intégrer des investissements et aléas non-anticipés encore (par exemple, la sécurisation des installations nucléaires, une meilleure gestion du refroidissement des combustibles usés, des travaux liés aux milliers d'anomalies détectées dans les centrales, des arrêts de réacteurs non-prévus) ;
- A sous-évalué des coûts : par exemple, le coût des travaux pour les réacteurs atteignant l'âge limite de 40 ans. Tant que l'ASN n'a pas rendu son avis générique, il est difficile pour EDF d'estimer le coût du passage de chaque réacteur au-delà de 40 ans. Ou encore, le coût du projet Cigéo de stockage des déchets.
- A sous-évalué les charges liées à la gestion des déchets et au démantèlement des réacteurs. Chaque année EDF revoit ses estimations à la hausse. Malgré cela, la question de leur sous-évaluation reste plus que jamais d'actualité alors que ses concurrents européens (Engie, Eon ou RWE) font des évaluations nettement plus élevées pour des technologies comparables.
- A surestimé la valeur de ses actifs. Par exemple, si EDF était amenée à stress-tester et déprécier ses actifs nucléaires à l'instar des exploitants de réacteurs en Allemagne, Belgique et aux États-Unis.

Figure 4 • Comparaison des performances financières de plusieurs opérateurs européens

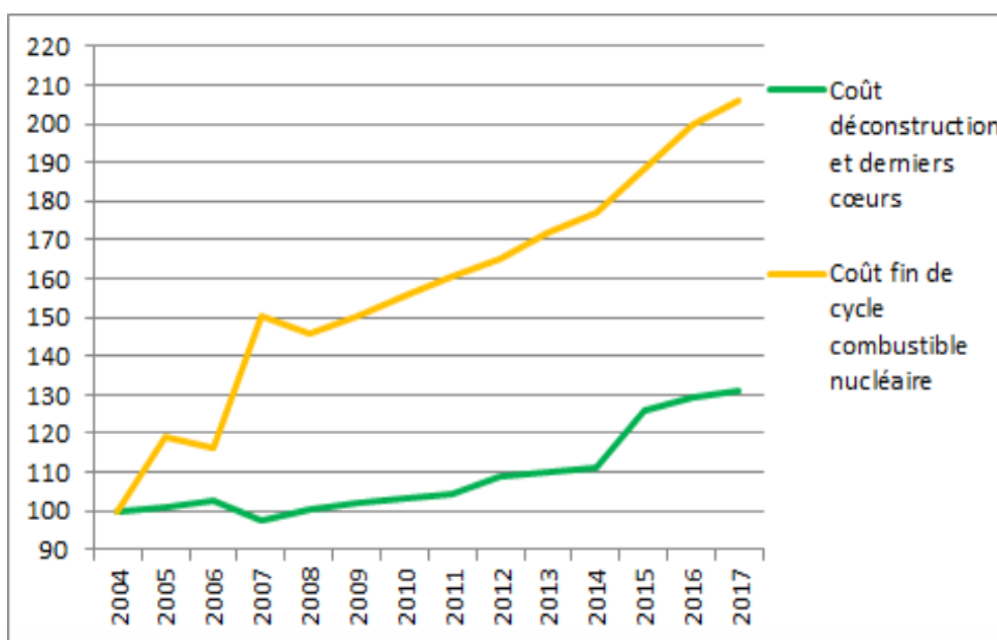
	EDF France (1) 2016	EDF France (2) 2016	ENGIE 2015	E.ON 2015	RWE 2015	San Onofre 2&3
Capacité installée (GW)	67,340	67,340	5,888	8,271	6,308	2,150
Coût aux conditions économiques actuelles (M€)	30,485	30,485	5,622	8,374	5,268	3,135
Coût /GW (M€)	452,7	452,7	954,9	1 012,4	835,1	1 458,2
Moyenne des coûts/GW (M€)	942,7	942,7	942,7	942,7	942,7	942,7
Ecart au coût moyen/GW (M€)	- 489,9	- 489,9	12,2	69,8	107,5	515,5
Coût aux conditions économiques actuelles corrigé (Mds€)	63,5	63,5	5,6	7,8	5,9	2,0
Provisions corrigées (Mds€)	36,7	35,1	3,6	7,3	5,5	NS
Provisions comptabilisées au bilan (Mds€)	15,8	15,8	3,6	7,9	4,9	NS
Ecart de provisions (Mds€)	20,9	19,2	0,0	-0,5	0,6	NS

Source : Alphavalue

(1): 17 réacteurs sont fermés avant 2025 pour respecter l'objectif de la LTECV de 50% de production d'électricité d'origine nucléaire

(2): Les 2 réacteurs de Fessenheim sont fermés avant 2025 pour respecter le plafond de 63GW de production d'électricité d'origine nucléaire de la LTECV

Figure 5 • Des charges futures d'EDF en augmentation constante



Cette situation remet-elle en cause sa capacité à assumer l'ensemble des investissements prévus ?

EDF a pris de nombreux engagements d'investissement à horizon 2025, 2030 et 2035³⁶. Entre autres :

- **L'EPR d'Hinkley Point** : Le coût de cet EPR, initialement estimé à 18 mds de livres sterling, soit environ 22 mds €³⁷, s'est alourdi de 1,6 mds de livres en 2017. Soit un investissement de 3,7 mds € par an, dont 2,47 mds par an pour EDF (qui doit financer 66,5% du projet).
- **L'EPR de Flamanville** : Le coût global de l'EPR est désormais de 11,5 Mds € (au 31/12/2017). On peut considérer que chaque année passée représente un investissement supplémentaire de 0,9md € comme ce fut le cas en 2016 et 2017. Ces calculs d'investissement ne prennent pas en compte les éventuels surcoûts des travaux liés aux 56 anomalies recensées par l'ASN et EDF.
- **Le doublement de la puissance exploitée d'énergies renouvelables de 28 à 50 GW d'ici 2030** : C'est un des principaux objectifs d'EDF dans son programme "CAP 2030". Il nécessite un investissement considérable dans les années à venir. Selon la technologie utilisée (solaire et éolien principalement), le coût des installations peut varier entre 1 et 2 mds € par GW. En considérant un prix moyen de 1,5 mds € par GW, les 20 GW qui restent à installer coûteraient 30 mds € à EDF, soit en moyenne 2,3 mds € par an sur 13 ans (2018-2030). Le plan solaire visant à déployer 30 GW de panneaux photovoltaïques en France entre 2020 et 2035 viendra rajouter plusieurs milliards d'euros d'investissement (dont on ne tient pas compte dans nos calculs faute de données suffisantes).

³⁶ Nous actualisons ici la liste des investissements identifiés par le cabinet d'analyse financière AlphaValue dans son rapport remis à Greenpeace fin 2016. « EDF, asphyxiée par le nucléaire ».

³⁷ EDF se base sur un taux de change de 1,23 € / £.

- **L'installation des compteurs intelligents, la maintenance et l'exploitation des réseaux** représentent actuellement un investissement moyen de 3,5 mds € par an.
- **Les actifs détenus par EDF à l'étranger** (parc nucléaire anglais, actifs en Italie, investissements à l'international et sur la branche des services) représentent un investissement récurrent compris entre 3,5 mds € et 4 mds € par an. Nous considérons dans nos calculs un montant moyen de 3,7 mds € par an.
- **Les travaux de Grand Carénage** : initialement évalués à 55 Mds sur la période 2014-2025 par EDF, ils ont été réévalués à €51 Mds puis à 45,6 Mds€ (sur la période 2014-2025). Ce qui correspond à une charge annuelle moyenne de €4.15Mds.

Figure 6 • Ensemble des investissements prévus par EDF

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
HPC	2	2	2	2	2	2	2	2		
GC	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
Plan CAP 2030	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Flam3	0,9	0,9								
Réseau + linky	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Actifs étrangers	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Plan Solaire			0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
TOTAL	16,55	16,55	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	14,45	14,45

Au total, ces investissements représentent près de 160 Mds d'euros sur 10 ans. L'exploitant est-il en capacité de faire face à un tel mur d'investissement ? Les décisions prises dans le cadre de la PPE doivent tenir compte du niveau de risque et d'incertitude et interroger la capacité de la filière/de l'exploitant à financer le prolongement de la durée de vie et assurer la sûreté et la sécurité du parc nucléaire français.