

## Réduire de 75 % à 50 % la part du nucléaire d'ici 2025 Quelles conséquences pour le pays ?

### Résumé et conclusions :

Cette note est une ÉTUDE SOMMAIRE D'IMPACT de la mise en œuvre des dispositions de la loi LTECV (Loi de transition énergétique pour la croissance verte), précisée par la PPE renouvelables (Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016) pour les seules énergies éolienne et photovoltaïque, qui constituent cependant les principales sources renouvelables envisagées. Elle prend en outre en compte à titre d'HYPOTHÈSE DE TRAVAIL, pour évaluer l'impact, les récentes déclarations du ministre de la Transition énergétique et solidaire (Arrêt jusqu'à 17 réacteurs nucléaires d'ici 2025). Après un résumé des objectifs de la PPE (supposée prolongée à l'identique jusqu'en 2025 pour avoir une date de référence commune en 2025) et le rappel de la situation actuelle du système électrique français ainsi que des hypothèses structurantes pour la suite de l'analyse, notamment la priorité donnée à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, les conséquences de la mise en œuvre des objectifs et déclarations ci-dessus sont analysées sous différents angles. En particulier, les impacts sur : les moyens de production, la sécurité d'alimentation en électricité du pays, les émissions de CO<sub>2</sub>, les investissements à consentir, la balance commerciale, les coûts de production de l'électricité, les subventions à l'électricité intermittente renouvelable, les indemnités de l'exploitant nucléaire, l'emploi, etc. Cette analyse fait ainsi apparaître plusieurs conséquences extrêmement négatives en termes :

- De sécurité d'alimentation du pays en électricité, notamment lors des périodes de fortes pointes hivernales de consommation

Compte tenu de l'incapacité de l'électricité intermittente à fournir une puissance garantie lors de ces périodes critiques, l'arrêt de 16 GW de nucléaire serait d'autant plus problématique que l'attrition du parc thermique à combustibles fossiles fera perdre 8 GW d'ici 2022 par rapport à la situation des derniers hivers (5 GW de centrales au fioul, dont il ne reste que 0,7 GW jusqu'en avril 2018, puis 3 GW de centrales au charbon d'ici 2022). Il faudrait donc construire en urgence 20 GW de moyens de secours au gaz pour éviter de mettre une partie de la France dans le noir 3 à 4 fois par hiver, perspective à l'évidence totalement inacceptable. C'est un sujet majeur : fermer inconsidérément des capacités nucléaires dans les années à venir ferait courir des risques extrêmement importants à la sécurité d'alimentation du pays.

- Economiques et financiers, sous différents aspects :

\* Des investissements supplémentaires extrêmement lourds (de 52 à 63 Mds € selon les options de la PPE) devraient être consentis pour construire les moyens éoliens, photovoltaïques et de secours au gaz, \* En dépit de leur importance, ces investissements ne permettraient pas de retrouver la production de 16 GW de nucléaire : il y manquerait entre 9 et 12 % (selon option PPE) de production annuelle. Ce qui mettrait fin aux exportations annuelles nettes d'électricité (10 % de la production annuelle environ). D'où une perte de rentrées pour le commerce extérieur de l'ordre de 1 à 1,5 Md €/an,

\* Si l'on y ajoute l'importation des parties « nobles » des éoliennes terrestres et du photovoltaïque, toutes construites à l'étranger par absence de base industrielle nationale, et les importations supplémentaires de gaz pour alimenter les moyens d'appoint/secours, le déséquilibre global de la balance commerciale du pays serait aggravé d'environ 5 Mds €/an durant toutes les années d'investissement dans les moyens de compensation,

\* Les investissements très importants cités ci-dessus se traduiraient par une production d'électricité très chère, dépassant les 100 €/MWh (coûts d'appoint/secours inclus) à comparer aux 33 €/MWh du nucléaire prolongé,

\* Sauf modification radicale des mesures actuelles de subvention de l'éolien et du photovoltaïque, la majeure partie de ce surcoût de production serait payé par les consommateurs au travers de la CSPE et autres véhicules fiscaux. Le coût estimatif associé s'échelonnant de 36 à 62 Mds € (selon option PPE et prix de marché de l'électricité) sur la durée totale des contrats ! Ce coût venant s'ajouter aux subventions que paient déjà les consommateurs au titre des contrats engagés à ce jour, dont le montant cumulé dépassera les 100 Mds € à la fin de ces contrats en cours, selon les prévisions officielles de la CRE !

\* Dans un Etat de droit, arrêter des installations en parfait état de marche par décision politique ouvre droit à indemnisation de l'exploitant. Principe formellement rappelé par le Conseil constitutionnel. Sur la base des

principes et chiffrages entérinés pour Fessenheim, arrêter 16 GW de capacités nucléaires conduirait à une indemnisation immédiate de l'ordre de 4,5 Mds € et à une indemnisation différée qui pourrait atteindre jusqu'à plusieurs dizaines de Mds € dans les années 2040, en fonction des prix de marché de l'électricité observés !

### En résumé...

La fermeture de 16 GW de capacités nucléaires aurait un coût financier exorbitant (moyenne des options de la PPE, en Mds € arrondis) : près de 60 en investissements, près de 50 en subventions payées par les consommateurs, auxquels il faut ajouter, en indemnisation de l'exploitant et des actionnaires privés : 4,5 Mds € dans un premier temps et potentiellement plusieurs dizaines d'autres, à la charge des contribuables. Tout cela pour produire de 9 à 12 % d'électricité en... moins, ce qui tarirait les capacités d'exportation. Sans diminuer sensiblement les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au niveau actuel. En comparaison, 12 Mds € suffisent pour rénover et améliorer le niveau de sûreté des 16 GW de nucléaire pour les faire fonctionner 20 ans de plus ! La France a-t-elle les moyens d'une telle gabegie avec ses 2 200 Mds € de dette publique ? La réponse est dans la question... Sachant en outre que les pouvoirs publics ne pourront plus s'exonérer d'une explication claire aux citoyens-contribuables-consommateurs français, sur deux sujets politiquement explosifs :

\* Il faudra d'abord annoncer aux consommateurs que, sans qu'on leur ait jamais demandé leur avis, ils payent déjà très cher et vont devoir continuer à payer de plus en plus cher pour subventionner les productions d'électricité éolienne et photovoltaïque, pour un montant cumulé qui dépassera 100 Mds € à la fin des contrats signés à ce jour ! Sachant que plus des trois quarts restent à acquitter... Peut-on décemment leur annoncer que l'on va rajouter jusqu'à la moitié de cette somme avec de nouveaux contrats toujours subventionnés ?

\* Il faudra ensuite expliquer aux citoyens-contribuables, qui possèdent de facto près de 85 % de ces centrales, que l'on va arrêter prématurément le quart d'entre elles bien qu'elles soient en parfait état de marche, en leur demandant de... payer pour cela : immédiatement près de 5 Mds € par leurs impôts et d'accepter ensuite de mettre à la charge de leurs enfants ou petits-enfants des sommes indéterminées mais qui pourraient atteindre plusieurs dizaines de milliards d'euros dans les années 2040 ! Sachant que suite à cet arrêt, ils verront, en tant que citoyens-consommateurs, leur facture d'électricité augmenter très fortement. Au vu de ces chiffres et de leur impact dévastateur sur l'économie du pays et le niveau de vie des français dans les décennies à venir, il n'est plus possible de faire l'économie d'une remise à plat complète des objectifs annoncés de la PPE renouvelables et plus généralement de la LTECV concernant le secteur électrique, afin de définir le meilleur mix possible à la fois en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et de soutenabilité des coûts pour les consommateurs (cf. également les conclusions complémentaires du § 6).

Dans ce contexte, une ÉTUDE D'IMPACT APPROFONDIE COUVRANT L'ENSEMBLE DES DOMAINES CONCERNÉS apparaît donc comme un PRÉALABLE impératif à toute décision structurante concernant le système électrique du pays : on n'a ni le droit, ni les moyens de se tromper !

### Sommaire de l'étude

|   |          |
|---|----------|
| <b>Réduire de 75 % à 50 % la part du nucléaire d'ici 2025 Quelles conséquences pour le pays ?</b>   | <b>1</b> |
| <b>1°) Etat des lieux :</b>   | <b>4</b> |
| <b>2°) Données et hypothèses structurantes pour la suite de l'analyse</b>   | <b>5</b> |
| 2.1. Un objectif prioritaire : poursuivre la réduction des émissions de CO <sub>2</sub>   | 5        |
| 2.2. Quelles prévisions pour la consommation d'électricité ?  | 5        |
| 2.3. L'absence de solutions de stockage d'énergie à la bonne échelle  | 5        |
| <b>3°) Ce que prévoit la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuelle relative aux renouvelables et les déclarations du ministre de la Transition écologique et solidaire</b>  | <b>6</b> |
| 3.1. PPE relative aux renouvelables (Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016)  | 6        |
| 3.2. Déclarations du ministre de la Transition écologique et solidaire  | 7        |
| <b>4°) Impacts de ces objectifs sur : les moyens de production, la sécurité d'alimentation du pays en électricité, les émissions de CO<sub>2</sub>, les investissements à consentir, la balance commerciale, les coûts de production de l'électricité, les subventions à l'électricité renouvelable intermittente, les indemnisations de l'exploitant</b> |          |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>nucléaire, l'emploi, etc.</b>   | <b>7</b>  |
| 4.1. Impacts sur les moyens de production  | 7         |
| 4.2. Impacts sur la sécurité d'alimentation du réseau  | 9         |
| 4.3. Impacts sur les émissions de CO <sub>2</sub>  | 11        |
| 4.4. Investissements supplémentaires à consentir d'ici 2025  | 12        |
| 4.5. Impact sur la balance commerciale du pays   | 12        |
| 4.6. Impact sur les coûts de production de l'électricité   | 13        |
| 4.7. Surcoût pour les consommateurs de l'intégration d'électricité renouvelable intermittente  | 14        |
| 4.8. Indemnisation de l'exploitant en cas d'arrêt prématuré par décision politique   | 16        |
| 4.9. Impact sur l'emploi   | 16        |
| <b>5°) Bilan financier comparé entre : arrêt prématuré de 16 GW de capacité nucléaire impliquant un développement massif d'éolien, de photovoltaïque et de moyens de secours au gaz, et prolongation de l'exploitation nucléaire</b> | <b>17</b> |
| 5.1. Surcoût du MWh dû aux investissements nécessaires à la prolongation de 20 ans du nucléaire actuel   | 17        |
| 5.2. Bilan financier comparé des options (hors coûts supplémentaires du CO <sub>2</sub> )  | 18        |
| <b>6°) Les effets dévastateurs de l'idéologie quand elle ignore les réalités physiques et économiques...</b>   | <b>19</b> |
| <b>7°) Références :</b>  | <b>20</b> |
| <b>ANNEXE</b>  | <b>21</b> |
| <b>1°) Coûts unitaires des moyens de production</b>  | <b>21</b> |
| 1.1. Coûts de base extraits de l'étude ADEME (Réf. [9])  | 21        |
| 1.2. Hypothèse d'évolution des coûts d'ici 2025  | 22        |
| 1.3. Coûts et rendements moyens de production au gaz (Estimations hors Réf. [9])   | 23        |
| 1.4. Surcoûts systémiques dus à l'introduction de l'éolien et du PV dans les réseaux   | 23        |

## 1°) Etat des lieux :

Les apports actuels du nucléaire et des renouvelables intermittents, éolien et photovoltaïque, au mix électrique français Avant d'envisager toute évolution, un état des lieux s'impose concernant les contributions au mix électrique des trois moyens de production cités ci-dessus, selon quatre critères complémentaires :

\* L'apport en énergie (exprimée en térawatt heures : TWh ou milliards de kWh), qui représente la capacité à satisfaire les consommations énergétiques annuelles d'environ 540 TWh, exportations et pertes d'acheminement dans le réseau de transport comprises, soit une consommation domestique nette de l'ordre de 475 TWh. L'énergie est aussi la base essentielle des factures payées par les consommateurs et de l'évaluation des émissions de CO<sub>2</sub> du mix de production d'électricité,

\* L'apport en puissance instantanée (exprimée en gigawatts : GW ou millions de kW), qui représente la capacité à satisfaire les consommations instantanées qui, pour une moyenne de 54 GW, s'échelonnent d'environ 30 GW en fin de nuits d'été à plus de 100 GW en début de soirée d'hiver (maximums historiques à ce jour : 102 GW en février 2012, 94 GW en janvier 2017). La puissance instantanée disponible étant la condition de la sécurité d'alimentation du réseau, notamment lors des périodes de fortes consommations hivernales par grands froids,

- Le coût de l'électricité produite (exprimé en €/MWh, le mégawatheure valant mille kWh), qui impactent très directement la facture payée par les consommateurs, professionnels et domestiques,
- Les émissions de CO<sub>2</sub> actuelles du secteur électrique.

Les contributions respectives des moyens cités plus haut sont actuellement les suivantes :

- Nucléaire : 63 GW de puissance installée, qui produisent environ 416 TWh en année normale (moyenne de 2014 et 2015), soit près de 77 % de la production annuelle totale. Compte tenu de l'amortissement avancé du parc de centrales en exploitation, le coût « cash » de production est actuellement d'environ 32 €/MWh, selon les déclarations publiques récentes de dirigeants d'EDF (Réf. [1]). Enfin, grâce à la combinaison de nucléaire (77 % du mix en énergie) + d'hydraulique (12 % du mix, les autres énergies renouvelables comptant pour environ 6 %), les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique français sont très faibles en année normale (21 Mt pour la moyenne 2014 - 2015, ce qui qualifie la France comme le grand pays développé le moins émetteur par MWh produit).
- Éolien (terrestre) + photovoltaïque : 17,5 GW à mi-2016 (dont 63 % d'éolien et 37 % de photovoltaïque) pour une production cumulée de 29 TWh en 2016, soit 5,4 % de la production annuelle totale. Selon les documents officiels (Réf. [2] et [3]) de la CRE (Commission de régulation de l'énergie) les tarifs d'achat moyens prévus pour 2017 sont d'environ (chiffres arrondis à l'euro) 90 €/MWh pour l'éolien et 357 €/MWh pour le photovoltaïque (inutile d'être un expert du domaine pour constater que ces coûts sont extrêmement élevés par rapport au coût du nucléaire. Cela tient certes aux coûts des premiers contrats historiques, les coûts des nouvelles installations étant en baisse sensible. Mais l'écart reste encore considérable comme on le verra plus loin).
- Potentiel de croissance des énergies renouvelables : le potentiel hydraulique du pays étant à peu près saturé et les autres sources d'énergie renouvelables ayant un potentiel de croissance limité à court terme (biomasse notamment, d'autant plus que d'autres usages plus pertinents, comme la production de carburants ou de chaleur viendront en compétition avec la production d'électricité) les seules perspectives notables d'accroissement se situent de facto dans une combinaison d'éolien terrestre (l'éolien en mer étant durablement trop coûteux) et de photovoltaïque.

*NB : pour être complet, le mix électrique français comprend, outre les sources déjà citées, des moyens pilotables à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) encore importants en termes de puissance installée (12 GW environ pour les grandes unités (hors cogénérations et petites unités) dont 3 pour le charbon, 0,7 pour le fioul et 8 pour le gaz à fin 2017) qui contribuent relativement peu à la production annuelle en année « normale » (moyenne de 2014 et 2015) : 30 TWh environ, dont 8 pour le charbon, 4 pour le fuel et 18 pour le gaz, mais jouent par contre avec l'hydraulique un rôle majeur pour assurer la sécurité du réseau lors des pics hivernaux de consommation (voir plus loin).*

## 2°) Données et hypothèses structurantes pour la suite de l'analyse

Avant d'aller plus loin dans l'analyse des impacts de la PPE et des déclarations du ministre de la Transition écologique et solidaire, il est essentiel de préciser les données et hypothèses qui structurent cette analyse :

### **2.1. Un objectif prioritaire : poursuivre la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>**

Ceci conformément aux objectifs dits du « facteur 4 » en 2050 (division par 4 des émissions par rapport à celles de 1990) confirmés lors de la COP 21. Toute la suite de l'analyse est orientée par cet objectif qui, sauf erreur, fait consensus.

### **2.2. Quelles prévisions pour la consommation d'électricité ?**

La consommation française d'électricité d'ici à 2025 est supposée à peu près constante. En effet, au-delà des variations annuelles dues notamment aux conditions climatiques, deux évolutions structurelles de fond opposées sont à l'œuvre :

#### **a) Des facteurs tendanciels de baisse observés en partie ces dernières années, résultant des :**

Gains d'efficacité énergétique dans les différents secteurs de l'économie (domestique, tertiaire, industriel, etc.) et de sobriété espérés dans les années à venir. Ces évolutions sont et seront cependant lentes, - Faiblesse actuelle du secteur industriel, qui peine à se relever rapidement de la récente crise économique, la consommation de ce secteur étant encore à peu près stable, mais montrant depuis le début de l'année 2017 des signes nets de reprise.

#### **b) Des facteurs de hausse à la fois tendanciels et de rupture, ces derniers étant par essence très difficiles à quantifier précisément :**

Augmentation tendancielle de la population française, à un rythme soutenu de près de 0,5 % /an et plus encore augmentation du nombre de logements qui seront nécessaires, pour au moins trois raisons : accroissement de la population (ci-dessus), évolutions sociologiques (familles recomposées, nombre de célibataires, etc.) résorption progressive souhaitable du manque actuel de logements, estimé à près d'un million. Or, le nombre de logements joue beaucoup plus sur les consommations domestiques que le nombre de personnes par logement.

Ré-industrialisation plus que souhaitable du pays, qui pour des raisons de compétitivité, ne peut passer que par le déploiement massif de robots dans les usines et dans certains processus tertiaires (manutentions par exemple). Or, des robots consomment davantage d'électricité que des humains pour fonctionner...

Plus généralement, numérisation de l'économie dans son ensemble, qui va nécessiter la multiplication de capteurs de tous types connectés aux réseaux Internet et/ou télécom. Même si chaque capteur consomme peu et si une attention particulière est apportée à leur efficacité énergétique, leur multiplication pèsera, et plus encore sur les consommations des serveurs Internet et autres centres de stockage d'information appelés à se multiplier.

Enfin, last but not least, nouveaux usages et transferts d'usage vers l'électricité, avec notamment le développement de la voiture électrique, des pompes à chaleur dans l'habitat et le chauffage tertiaire, etc.).

#### **c) Une évolution globale très difficile à estimer...**

Au total, il est bien difficile de trancher avec certitude sur le sens et surtout l'ampleur de ces évolutions. Personne, sauf erreur, n'est capable de faire une prévision à court et moyen termes compte tenu des évolutions inédites qui se préparent. L'hypothèse simplificatrice de stagnation n'est donc pas déraisonnable en attendant mieux... Elle procure d'autre part une marge de sécurité face à une augmentation de la consommation que l'on ne peut absolument pas exclure. Pour la suite de l'analyse, on retiendra donc les ordres de grandeur moyens suivants, qui reflètent la situation actuelle moyenne (voir plus haut) : - Consommation annuelle moyenne : 475 TWh - Production annuelle moyenne : 540 TWh L'écart entre les deux valeurs, soit 65 TWh, se partageant entre des exportations annuelles nettes de l'ordre de 55 TWh en moyenne et les pertes d'acheminement propres au réseau de transport géré par RTE, de l'ordre de 10 TWh (les pertes du réseau de distribution, plus importantes, étant incluses dans les 475 TWh de consommation).

### **2.3. L'absence de solutions de stockage d'énergie à la bonne échelle**

L'électricité ne se stockant pas en tant que telle, il faut assurer à tout instant l'équilibre entre consommation

et production. L'introduction massive d'énergies intermittentes et aléatoires, dont la production ne correspond que par hasard à une demande des consommateurs, perturbe donc sévèrement cet équilibre. C'est particulièrement le cas pour l'énergie photovoltaïque, quatre fois plus abondante en été, où elle sature les réseaux quand la demande est minimale, qu'en hiver où la consommation est maximale. L'équilibre doit donc être rétabli en permanence de plusieurs façons pour garantir la sécurité d'alimentation du réseau en :

- Recourant dans tous les cas plus massivement au transport de l'électricité des zones en excès vers les zones en déficit via les réseaux, y compris via les lignes d'interconnexion avec les pays voisins (importations/exportations), ce qui demande des renforcements importants des réseaux,
- Secourant les manques de production des sources intermittentes grâce à des moyens de production pilotables non émetteurs de CO<sub>2</sub>. Il n'en existe que deux, à la bonne échelle physique : l'hydraulique, mais sa capacité et son potentiel de développement sont limités et le nucléaire, qui dispose de capacités physiques étendues en volume et manœuvrabilité. A défaut, il faut recourir à des moyens pilotables utilisant des combustibles fossiles émetteurs de CO<sub>2</sub> (charbon, fioul, gaz) comme le fait par exemple l'Allemagne avec son lignite et charbon,
- Effaçant ou reportant certaines consommations lors des périodes de demande de pointe,
- Stockant/déstockant l'électricité renouvelable intermittente, solution palliative naturelle de l'intermittence. Malheureusement, on ne dispose pas à l'heure actuelle (et pour longtemps...) de moyens de stockage à la fois à l'échelle physique des besoins et économiquement soutenables.

Les seuls moyens actuellement disponibles à échelle industrielle, les STEP (Stations de transfert d'électricité par pompage) sont très efficaces pour lisser les fluctuations de consommation modérées, en infra-journalier ou en infra-hebdomadaire, mais très insuffisantes à l'échelle du réseau français pour stocker à plus long terme les quantités nécessaires. Pour fixer les idées, leur capacité énergétique totale est de d'ordre de 0,1 TWh seulement, alors que la consommation française durant les 24 heures d'une journée très froide d'hiver avoisine les 2 TWh. Soit 20 fois plus ! Or, le potentiel de développement des STEP est très limité : 2,5 GW de plus au grand maximum, pour 5 GW actuellement en service...

Tous ces moyens palliatifs de l'intermittence ont des coûts de mise en œuvre importants (coût des moyens de secours qui doivent rester disponibles sans toujours produire, ce qui ne permet pas de les amortir correctement et les dé-rentabilise, surcoût de renforcement et de gestion des réseaux, surcoûts commerciaux des effacements 6 ou reports, coût des systèmes de stockage). Ces coûts s'ajoutent aux coûts propres de l'électricité intermittente, incapable de répondre de façon autonome à la demande du réseau.

C'est la raison pour laquelle les coûts propres de l'électricité intermittente ne peuvent être directement comparés à ceux de l'électricité produite par des moyens pilotables, les services rendus dans les deux cas étant très différents. Seuls les coûts globaux systémiques, à services rendus identiques, c'est-à-dire incluant les surcoûts des moyens palliatifs ci-dessus, ont un sens économique.

### **3°) Ce que prévoit la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuelle relative aux renouvelables et les déclarations du ministre de la Transition écologique et solidaire**

#### **3.1. PPE relative aux renouvelables (Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016)**

Elle définit les objectifs suivants en termes de puissance totale installée d'ici à 2023, fin de la PPE (extraits) :

##### **a) Pour l'énergie éolienne terrestre :**

- 31-12-2018 : 15 000 MW (Pour 11 700 MW au 31-12-2016 soit + 3 300 MW en 2 ans ou + 1 650 MW moyens/an)
- 31-12-2023 : Option basse : 21 800 MW (soit + 6 800 MW en 5 ans ou + 1 360 MW moyens/an) Option haute : 26 000 MW (soit + 11 000 MW en 5 ans ou + 2 200 MW moyens/an)

##### **b) Pour l'éolien en mer posé :**

- Projets déjà attribués : 31-12-2018 : 500 MW - 31-12-2023 : 3 000 MW
- Suite éventuelle : entre 500 et 6 000 MW de plus, en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix.

**c) Pour l'énergie radiative du soleil (photovoltaïque) :**

- 31-12-2018 : 10 200 MW (Pour 6 800 MW au 31-12-2016 soit + 3 400 MW en 2 ans ou + 1 700 MW moyens/an)
- 31-12-2023 : Option basse : 18 200 MW (soit + 8 000 MW en 5 ans ou + 1 600 MW moyens/an) Option haute : 20 200 MW (soit + 10 000 MW en 5 ans ou + 2 000 MW moyens /an)

**d) Remarques relatives à ces programmations**

Les croissances programmées peuvent être rapprochées des croissances observées ces dernières années, qui se situent :

- Pour l'éolien terrestre, à un peu plus de 1 000 MW/an en moyenne pour les 7 dernières années, avec une accélération à près de + 1 600 MW/an depuis un an. Les croissances programmées se situent donc à peu près dans la lignée de celle de l'année 2016 pour l'option basse et 25 % plus haut pour l'option haute. Ce qui dénote une accélération modérée,
- Pour le PV, à un peu moins de 1 000 MW/an en moyenne pour les 7 dernières années, avec un ralentissement à pratiquement + 500 MW/an depuis un an. Les croissances programmées se situent donc à plus du triple de celle de l'année 2016 pour l'option basse et au quadruple pour l'option haute. Ce qui dénote une accélération très importante.

La prévision de la PPE s'arrête à 2023. Afin d'avoir une vision cohérente des impacts en 2025, échéance fixée par la LTECV pour le nucléaire, on fera l'hypothèse que la tendance annuelle définie pour la PPE est prolongée de 2 ans.

**3.2. Déclarations du ministre de la Transition écologique et solidaire**

On retiendra ici comme hypothèse de travail la mise à l'arrêt de 17 tranches de 900 MW d'ici 2025, ce qui conduirait à effacer environ 16 GW de puissance nucléaire.

#### 4°) Impacts de ces objectifs sur : les moyens de production, la sécurité d'alimentation du pays en électricité, les émissions de CO<sub>2</sub>, les investissements à consentir, la balance commerciale, les coûts de production de l'électricité, les subventions à l'électricité renouvelable intermittente, les indemnisations de l'exploitant nucléaire, l'emploi, etc.

**4.1. Impacts sur les moyens de production****a) Productions renouvelables intermittentes associées aux prévisions de la PPE renouvelables**

L'impact de la PPE renouvelables prolongée jusqu'en 2025 doit être évalué en termes de puissance installée supplémentaire et d'accroissement du productible correspondant à partir de la référence constituée par l'état à fin 2016. Ces données sont résumées ci-dessous sur la base de facteurs de charge (FC) moyens France entière :

|   | Etat fin 2016 | Ecart 2025/2016 |           | Etat fin 2025 |           |
|---|---------------|-----------------|-----------|---------------|-----------|
|   |               | O. basse        | O. haute  | O. basse      | O. haute  |
| Puissance installée éolien terrestre (GW)                       | 11,7          | 13,4            | 18,7      | 21,8          | 26        |
| <b>Productible annuel éolien terrestre <sup>(1)</sup> (TWh)</b> | <b>23</b>     | <b>27</b>       | <b>38</b> | <b>50</b>     | <b>61</b> |
| Puissance installée éolien en mer (GW)                          | 0             | 3               |           | 3             |           |
| <b>Productible annuel éolien en mer <sup>(2)</sup> (TWh)</b>    | <b>0</b>      | <b>9</b>        |           | <b>9</b>      |           |
| Puissance installée photovoltaïque (GW)                         | 6,8           | 14,6            | 17,4      | 21,4          | 24,2      |
| Productible annuel photovoltaïque <sup>(3)</sup> (TWh)          | 8             | 17,3            | 20,6      | 25,3          | 28,6      |
| TOTAL Puissance installée (GW)                                  | 18,5          | 31              | 39        | 50            | 58        |
| <b>TOTAL Productible annuel (TWh)</b>                           | <b>31</b>     | <b>53</b>       | <b>68</b> | <b>84</b>     | <b>99</b> |

(1) FC = 22,5 % - (2) FC = 35 % - (3) FC = 13,5 %

Ces chiffres mettent en évidence :

- Un accroissement très important des puissances installées d'ici 2025, compris entre 31 (option basse) et 39 GW (option haute) portant la puissance totale installée à cette date entre 50 et 58 GW respectivement, en tenant compte des 3 GW d'éolien en mer déjà signés. Ce qui représente une multiplication par près de

3 en 2025 de la puissance installée actuelle. Pour l'éolien terrestre, le nombre de machines passerait ainsi d'un peu plus de 5 000 actuellement à environ 12 000 (base : éoliennes de 2 MW environ),

- Un accroissement corrélatif de productible limité, compris entre 53 (option basse) et 68 TWh (option haute), portant respectivement les productibles globaux en 2025 entre 84 et 99 TWh. Cette (relativement) modeste contribution à la fourniture énergétique s'expliquant par les faibles facteurs de charge des sources de production concernées (temps équivalent de fonctionnement à pleine puissance de moins de 2 000 heures/an pour l'éolien terrestre et de moins de 1 200 heures/an pour le photovoltaïque, en moyenne nationale).
- Si l'on ramène ces productions intermittentes à la production totale supposée inchangée, soit 540 TWh, la PPE étendue à 2025 apporterait donc un surplus de production de 8 à 11 % de cette dernière (selon option basse ou haute), portant le total des productions intermittentes éolienne et photovoltaïque entre environ 15 à 18 % en 2025, compte tenu de l'acquis actuel. Soit un niveau qui se situe au-delà de l'optimum d'intégration (compris entre 10 et 15 % maximum, selon Réf. [4]) au-delà duquel les impacts négatifs de l'intermittence (techniques, de gestion des réseaux et économiques, notamment surcoûts systémiques d'intégration) deviennent très lourds.

#### **b) Production nucléaire**

Sur la base d'une production moyenne de 416 TWh pour la capacité actuelle de 63 GW, une réduction de capacité nucléaire de 16 GW réduirait la production annuelle d'environ 106 TWh.

#### **c) Production thermique à base de fioul et charbon**

Les moyens les plus émetteurs de CO<sub>2</sub>, au fioul et au charbon, seront arrêtés avant 2025. Ce sera le cas dès 2018 pour la dernière des grandes centrales au fioul (décision annoncée du CA d'EDF) et le ministre de la Transition écologique et solidaire a, à juste titre, prévu l'arrêt des grandes centrales au charbon d'ici 2022. Ces arrêts représentent la fermeture déjà bien avancée d'environ 8 GW qui fournissaient en année « normale » (moyenne de 2014 et 2015) environ 12 TWh dont 4 pour le fioul et 8 pour le charbon.

#### **d) Bilans de ces évolutions d'ici 2025, toutes choses égales par ailleurs**

| Bilans                                    | Nucléaire    | Fioul + Charbon | Eolien (y.c. en mer) + PV | TOTAL                      |
|---|--------------|-----------------|---------------------------|----------------------------|
| En puissance installée (GW)               | - 16         | - 8 (5 + 3)     | + 31 à + 39               | + 5 à + 13                 |
| En puissance garantie <sup>(1)</sup> (GW) | - 14,4       | - 7,2           | + 0,6 + [1,3 à + 1,9]     | Environ - 19 à - 20        |
| <b>En production (TWh)</b>                | <b>- 106</b> | <b>- 12</b>     | <b>+ 53 à + 68</b>        | <b>Environ - 50 à - 65</b> |

(1) Paramètre essentiel pour le passage des pointes de consommation d'hiver, dépendant à la fois de la puissance installée des moyens considérés et de leur probabilité de disponibilité : environ 90 % pour le nucléaire et la thermique fioul/charbon, 20 % pour l'éolien en mer, 10 % pour l'éolien terrestre et 0 % pour le PV (source RTE)

En résumé, le bilan global de ces évolutions fait apparaître :

- Une légère augmentation de la puissance installée, qui cache cependant une perte considérable de puissance garantie de l'ordre de 20 GW, ce qui pose un problème majeur pour le passage des pointes de consommation d'hiver. De plus, une puissance totale installée en éolien et photovoltaïque se situant en 2025 entre 50 (option basse) et 58 GW (option haute) serait susceptible de déstabiliser le réseau lors des périodes de très faible consommation d'été. Ces deux points sont examinés plus loin de manière approfondie.
- Une perte de production de 50 à 65 TWh, représentant entre 9 % (option haute) à 12 % (option basse) de la production totale. Quels seraient les moyens palliatifs d'y faire face ?

#### **e) Arrêt des exportations nettes**

Cette perte de production ne pouvant être remplacée que par des productions au gaz à partir de cycles combinés (moyen fossile le moins émetteur de CO<sub>2</sub>), la conclusion s'impose : les exportations nettes d'électricité devraient être stoppées. Car il n'y aurait aucune logique à importer du gaz naturel pour produire de l'électricité destinée à l'exportation. En fait, les choses seraient un peu plus compliquées puisque la France, insérée dans le réseau européen, continuerait évidemment à importer et exporter de l'électricité au jour le jour pour équilibrer le réseau national et européen, mais ces échanges devraient être équilibrés en énergie en moyenne annuelle. Sur la base d'exportations annuelles actuelles de l'ordre de 55 TWh en moyenne qui seraient effacées, le déficit de production serait alors réduit à un maximum de 10 TWh dans l'option basse. Il pourrait certes être compensé



par des importations structurelles, mais ce serait accepter une dépendance durable vis-à-vis des pays voisins et surtout prendre un risque, rien ne garantissant que ces derniers auraient les capacités nécessaires en toutes circonstances. Par ailleurs, cette réduction d'exportations d'électricité décarbonée aurait toutes chances d'être majoritairement compensée par des productions carbonées dans les pays importateurs. D'où un impact CO<sub>2</sub> défavorable au niveau européen.

En fait, la capacité installée actuelle en cycles combinés au gaz (environ 6 GW), avec son productible annuel de l'ordre de 45 TWh (avec un facteur de charge proche de 90 %) serait très largement à même de fournir ce surplus de production annuelle. Qui aurait cependant un effet négatif sur les émissions de CO<sub>2</sub> (voir ci-dessous). En outre, cet équilibre global en énergie annuelle ne garantirait en rien la sécurité d'alimentation du réseau, en particulier lors des pointes de consommation (voir plus loin).

**En résumé :** les conséquences sur la production annuelle globale seraient gérables, au prix d'un renoncement aux exportations massives actuelles, qui contribuent positivement à la balance commerciale du pays (voir plus loin) et d'une dégradation du bilan CO<sub>2</sub> en France et en Europe. Cet équilibre global énergétique étant cependant totalement insuffisant pour garantir la sécurité d'alimentation du pays, prenant en compte les contraintes d'équilibre instantané du réseau.

#### **4.2. Impacts sur la sécurité d'alimentation du réseau**

##### **a) Une diminution constante de la stabilité des réseaux et de leurs marges de sécurité...**

L'introduction massive d'électricité intermittente, éolienne et/ou photovoltaïque dans les réseaux, soulève des problématiques nouvelles pour l'équilibre instantané et la sécurité d'alimentation de ces derniers. Outre qu'elles accroissent fortement la variabilité naturelle de la demande, elles n'offrent pratiquement aucune garantie de fourniture lors des périodes hivernales les plus critiques de forte consommation.

En effet, durant les très longues nuits d'hiver, la production photovoltaïque est par essence nulle. Quant à la production éolienne, même si elle est en moyenne plus présente en hiver, elle peut tomber à quelques % de sa puissance totale installée en cas de conditions anticycloniques. Or, ces conditions sont loin d'être exceptionnelles et peuvent se produire plusieurs fois par hiver (elles se sont produites durant l'hiver 2016-2017 à plusieurs reprises et pratiquement tous les hivers précédents). Dans ces conditions, quelle que soit la puissance éolienne installée, la production instantanée peut rester extrêmement faible durant des périodes pouvant aller de plusieurs heures à plusieurs jours.

Il en résulte que multiplier les puissances installées en éolien et photovoltaïque n'apporte pratiquement rien pour sécuriser le réseau dans ces circonstances. Seuls, le recours aux moyens de secours pilotables (les seuls à la bonne échelle physique actuellement), aux importations (mais qui restent limitées) ou aux effacements/reports de consommation (également limités) permettent d'éviter de mettre le pays dans le noir, en attendant que le recours massif au stockage/déstockage d'énergie à des coûts soutenables apporte un jour une éventuelle solution (à l'exception des STEP qui ont un rôle précieux dans cette fonction, mais leur capacité est insuffisante et le restera, voir plus haut).

Le recours à des moyens pilotables qui soient à la fois pas (ou peu) émetteurs de CO<sub>2</sub> ET à la bonne échelle physique reste pour l'instant le plus efficace et est donc primordial. L'hydraulique apporte la meilleure réponse environnementale, mais ses capacités sont également limitées. La seule autre énergie pilotable non émettrice ET non limitée en puissance est le nucléaire. Qui possède en outre en France la manœuvrabilité globale nécessaire pour remplir ce rôle, cette manœuvrabilité étant accrue par la taille du parc, qui permet de répartir les variations sur un plus grand nombre de réacteurs. Maintenir une capacité installée globale importante constitue donc un avantage comparatif majeur, faute de quoi un recours beaucoup plus important au gaz serait indispensable, avec les émissions supplémentaires de CO<sub>2</sub> qui vont avec.

Or, la sécurité d'alimentation du réseau lors des prochains hivers pose déjà question. En effet, l'attrition du parc thermique à combustibles fossiles déjà citée, au fioul (- 5 GW par rapport à la situation des derniers hivers, dont il ne reste que 0,7 GW jusqu'en avril 2018) puis ensuite au charbon (- 3 GW d'ici 2022) va fortement diminuer les marges en puissance de pointe garantie. Dans ce contexte, supprimer 16 GW de capacité nucléaire, soit plus de 14 GW de puissance garantie (voir plus haut) aggraverait donc le problème de façon très importante. Des signaux d'alerte ont d'ailleurs été récemment émis par les entités responsables de la sécurité des réseaux :

RTE, dans son dernier BILAN PRÉVISIONNEL de 2016 de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (Réf. [5]) portant sur la période 2017-2021 :

- Avertit très clairement : « Les décisions qui seront prises sur l'évolution du parc thermique auront un impact majeur sur la sécurité d'approvisionnement ». On y est... !
- \* Anticipe des marges de sécurité du réseau fortement réduites durant les hivers 2018-2019 et 2019-2020. Tout en prévoyant une probable remontée de ces dernières à partir de l'hiver 2020-2021 sous l'effet de la montée en charge de l'EPR (Fessenheim étant supposée arrêtée conformément à la loi), des mises en service de deux projets d'interconnexion avec l'Italie et la Grande-Bretagne pour une puissance cumulée d'environ 2 GW, et enfin des raccordements des projets éoliens en mer... Mais cela revient à compter sur des importations accrues depuis deux pays traditionnellement... très peu exportateurs et sur la mise en service non garantie des éoliennes en mer ! –

L'ENTSO-E (qui regroupe les gestionnaires de réseaux, homologues de RTE, de 34 pays européens) pointe également des risques élevés de défaillance dans deux grands réseaux européens en 2020 et au-delà : en premier lieu au Royaume-Uni (risque très élevé) mais ensuite en... France (risque moins élevé, mais le plus élevé de l'ensemble européen continental) dans un rapport provisoire (Réf. [6]) publié au printemps 2017.

Enfin, il ne faudra pas trop compter sur les exportations allemandes (à peu près le seul pays européen capable d'exporter massivement, avec la France) dans les périodes hivernales sans vent ni soleil. Les quatre gestionnaires des réseaux allemands (Tennet, Amprion, TransnetBW et 50Hertz) ont en effet publié en mars 2017 une étude qui montre que les marges, soit l'écart entre la puissance maximale disponible et la pointe de la demande, devraient devenir négatives après 2021 suite à l'arrêt des dernières centrales nucléaires et au déclassement de centrales au charbon obsolètes. Selon le régulateur allemand des réseaux (BNetzA) 3,5 GW de centrales conventionnelles, principalement au gaz, devront être construits avant 2019 pour faire face à la situation ! (Cité dans Réf. [7]).

**En résumé**, les signaux d'alerte se multiplient avant même que ne soient pris en compte les arrêts des centrales au fioul et au charbon, et plus encore les arrêts de réacteurs nucléaires. L'édition 2017 (attendue pour la fin de cette année) du BILAN PRÉVISIONNEL de RTE sur l'équilibre offre-demande d'électricité en France sera à cet égard déterminante, le paysage s'étant largement précisé depuis un an avec des risques très fortement accrus !

#### **b) Les conséquences majeures d'un arrêt prématuré de 16 GW de nucléaire sur la sécurité du réseau lors des périodes de consommation de pointe**

Dans le contexte de réduction des marges de sécurité rappelé ci-dessus, l'arrêt prématuré de 16 GW de nucléaire venant s'ajouter à l'arrêt de 8 GW de centrales au fioul et au charbon, conduirait à une diminution globale de 20 GW de puissance garantie (voir plus haut). Situation insoutenable en l'absence de mesures compensatoires très importantes et très coûteuses, sauf à mettre la France dans le noir (black-out) en tout ou partie plusieurs fois par hiver... Avec des conséquences potentielles graves sur la vie humaine et des coûts économiques exorbitants pour la collectivité nationale (une coupure généralisée d'électricité au niveau du pays coûtant jusqu'à 10 Mds € pour les seules pertes de production). Perspective évidemment inacceptable à la fois socialement et économiquement, qui ramènerait la France au stade de pays en développement compte tenu du rôle vital et crucial de l'électricité.

Pour retrouver le niveau de sécurité actuel, il serait donc indispensable de construire 19 à 20 GW de nouveaux moyens de production de pointe fonctionnant au gaz (dont 15 pour remplacer le seul nucléaire), majoritairement constitués de turbines à combustion, machines les mieux adaptées à cette fonction en dépit de leur rendement limité. Ce qui représenterait un investissement très élevé (voir plus loin) très mal rentabilisé car il ne fonctionnerait que quelques centaines d'heures par an au maximum (en moyenne, l'équivalent de 5 jours/an).

**En résumé : arrêter prématurément des réacteurs nucléaires en parfait état de marche, à commencer par ceux de Fessenheim, dans le contexte actuel de réduction annoncée des marges de sécurité du réseau, fragiliserait gravement l'alimentation du pays, avec des conséquences potentiellement dévastatrices. Cette réduction impliquerait donc impérativement de construire de très importants nouveaux moyens de secours fonctionnant au gaz pour faire face aux pics hivernaux de consommation qui ne sont pas près de disparaître**

**(RTE les évalue à 100 à 101 GW à 10 % de chances dans les années et décennies à venir).**

**c) Les risques d'instabilité instantanée du réseau lors des périodes de très faible consommation d'été**

Une étude prospective du réseau européen en 2030 réalisée par EDF R&D (Réf. [8]) montre que les réseaux sont d'autant plus sensibles aux déséquilibres introduits par l'électricité intermittente (éolienne et photovoltaïque) que la consommation est faible, la cause profonde étant une réduction de l'inertie mécanique des machines qui y sont raccordées. Cette étude montre notamment que les réseaux deviennent instables dans ces circonstances dès que le taux de pénétration instantané d'électricité intermittente atteint environ 25 %.

Or, durant les mois d'été, notamment les week-ends prolongés d'été quand les consommateurs industriels sont à l'arrêt, la consommation française peut tomber aux environs de 30 GW (par comparaison, elle est de l'ordre de 55 GW en moyenne annuelle et peut monter jusqu'à 100 GW en période de pointe hivernale, comme déjà souligné). Or, 25 % de 30 GW ne représentent que 7 à 8 GW...

Avec une puissance installée en 2025 de plus de 50 GW d'électricité intermittente (dont environ 30 en éolien et 20 en PV) on entrerait donc fréquemment dans les zones possibles d'instabilité en période estivale : le PV à lui seul pourrait représenter jusqu'à 80 % de sa puissance installée en cas de fort ensoleillement autour du midi solaire, soit 16 GW, quant à l'éolien, il pourrait facilement produire 7 GW par vent simplement « moyen ». Soit 23 MW à eux deux, face à une consommation de 30 GW. On serait donc 3 fois au-delà de la limite de stabilité...

Seule solution pour éviter un effondrement du réseau : limiter volontairement l'injection directe d'électricité intermittente dans le réseau, ce qui impliquerait différentes actions non exclusives : stocker une partie de cette production dans la mesure des capacités disponibles (qui resteront peu ou prou limitées aux 5 GW actuels de STEP d'ici 2025), démarrer préventivement des moyens pilotables pour stabiliser le réseau, enfin écrêter les surplus de production éolienne et/ou photovoltaïque (l'exportation n'est pas retenue comme solution car les pays voisins ont de fortes chances de se trouver dans la même situation compte tenu des fortes corrélations des productions éoliennes et PV dans les pays d'Europe de l'Ouest).

Les retours d'expérience de pays fortement dotés en renouvelables intermittents montrent que l'écrêtage peut représenter jusqu'à 10 % de la production intermittente annuelle. En 2025, cela pourrait donc peser jusqu'à 8 à 10 TWh, qui devraient le plus souvent être remplacés par du gaz. Les émissions de CO<sub>2</sub> en seraient donc accrues au-delà de ce qui aurait été strictement nécessaire si la totalité des productions éolienne et photovoltaïque avait pu être utilisée.

**4.3. Impacts sur les émissions de CO<sub>2</sub>**

Ils sont résumés dans le tableau ci-après, qui tient compte à la fois de la réduction des émissions dues à l'arrêt des centrales au fioul et au charbon, et des émissions supplémentaires dues au fonctionnement accru des cycles combinés au gaz et aux phénomènes d'écrêtage décrits ci-dessus, pour lesquels on retiendra la valeur moyenne de 9 TWh. Enfin à l'appel aux turbines à combustion utilisées pendant les pointes de consommation, dont le facteur de charge est estimé à 350 heures/an, ce qui correspond à une production annuelle de 5,3 TWh.

| Evolutions des émissions   | MT (millions de tonnes) CO <sub>2</sub> /an |
|--|---|
| <b>Emissions actuelles en année normale</b>  | <b>21</b>                                   |
| * Emissions supprimées dues à l'arrêt du Charbon (0,96 kg CO <sub>2</sub> /KWh)  | 8 x 0,96 = - 7,7                            |
| * Emissions supprimées dues à l'arrêt du : ° Fioul (0,79 kg CO <sub>2</sub> /KWh)  | 4 x 0,79 = - 3,2                            |
| * Emissions supplémentaires dues au fonctionnement accru des : ° Cycles combinés au gaz (0,36 kg CO <sub>2</sub> /KWh)   | 4 à 19 x 0,36 = + 1,4 à + 6,8               |
| * Emissions supplémentaires dues au fonctionnement accru des Turbines à combustion au gaz (0,54 kg CO <sub>2</sub> /KWh) | 5,3 x 0,54 = + 2,9 -                        |
| <b>BILAN</b>   | <b>1,2 à - 6,8</b>                          |
| <b>Emissions totales en 2025</b>   | <b>14 à 20</b>                              |
| <b>Diminution relative</b>   | <b>- 5 % à - 33 %</b>                       |

**En résumé : les émissions de CO<sub>2</sub> subiraient un double effet : baisse due à l'arrêt des centrales au fioul et au charbon (qui interviendrait en tout état de cause), mais augmentation due au surcroît de sollicitation des moyens au gaz (cycles combinés et turbines à combustion). Au total, les émissions globales diminueraient**

peu, de - 5 % à - 33 % dans le meilleur des cas, en ordre de grandeur. Le bilan environnemental n'est donc que très modestement amélioré par rapport aux années 2014-2015. Par contre, remplacer les productions actuelles au fioul et au charbon par de l'éolien et du PV en quantités justes nécessaires et suffisantes tout en conservant par ailleurs le nucléaire actuel permettrait de réduire beaucoup plus les émissions de CO<sub>2</sub> car l'appel nécessaire au gaz, qui serait alors le seul combustible fossile utilisé, deviendrait beaucoup plus faible.

#### **4.4. Investissements supplémentaires à consentir d'ici 2025**

Ces investissements sont calculés à partir du document de référence publié par l'ADEME (Réf. [9]) relatifs à l'année 2017). Des coûts moyens par filière (éolien et PV) en ont été déduits, qui ont ensuite été corrigés par des hypothèses de baisse entre 2017 et 2025, explicitées en ANNEXE au § A2.3. Les hypothèses retenues (majorité de PV au sol et baisse des coûts sur la période) contribuant toutes deux à réduire les coûts prévisionnels et à rendre les résultats plus robustes et donc moins contestables.

| ° Coûts d'investissement (Mds € arrondis) | Option basse        | Option haute       |
|---|---------------------|--------------------|
| En moyens éoliens terrestres              | 13,4 x 1,34 = 18    | 18,7 x 1,34 = 25   |
| En moyens photovoltaïques                 | 14,6 x 1,46 = 21,3  | 17,4 x 1,46 = 25,4 |
| En moyens de secours au gaz               | 15 x 0,85 = 12,8    | 15 x 0,85 = 12,8   |
| TOTAL investissements en 9 ans            | <b>52</b>           | <b>63</b>          |
| Investissement moyen annuel (Mds €/an)    | 52 / 9 = <b>5,8</b> | 63 / 9 = <b>7</b>  |

**En résumé : les investissements à consentir sur la période sont extrêmement importants ! Pour produire... MOINS de MWh qu'actuellement !!!**

#### **4.5. Impact sur la balance commerciale du pays**

##### **a) Perte des recettes d'exportation d'électricité**

Comme noté plus haut, grâce à la compétitivité de son parc nucléaire, la France est traditionnellement fortement exportatrice de son électricité, à hauteur de 55 TWh en moyenne. Ce qui représente une recette de l'ordre de 1,5 à 2 Mds €/an. Elle importe pour ce faire moins de 0,5 Md €/an d'uranium. Le reste de la valeur ajoutée de la filière étant essentiellement national, le secteur de la production d'électricité est donc globalement exportateur d'environ 1 à 1,5 Md €/an. Sans être considérable, cette recette contribue à réduire un déficit global qui dépasse structurellement les 50 Mds €/an...

##### **b) Importations d'équipements destinés aux installations éoliennes et photovoltaïques**

Les filières de l'éolien terrestre et du photovoltaïque sont caractérisées par une absence de base industrielle en France pour la fabrication des composants principaux, qui sont donc importés en totalité :

Pour ce qui concerne l'éolien terrestre, il s'agit des nacelles et des pales des éoliennes, qui représentent 75 % de l'investissement total des installations. Or, il est malheureusement très peu probable que les choses évoluent dans l'avenir, la France ayant raté ce créneau. Car revenir dans la course face à des compétiteurs européens qui ont pris une énorme avance en termes de savoir-faire, d'expérience, de longueur des séries, de notoriété et in fine de compétitivité des prix est quasi-certainement hors de portée. Restent donc essentiellement pour les tâches industrielles nationales : le génie civil, le mât, les câblages et les montages sur site, activités très brèves et qui n'ont ni la qualification ni l'étendue d'emplois de conception et production de composants principaux.

**NB : L'éolien en mer aurait pu faire exception, mais les événements en ont décidé autrement...** Une tentative de création d'une base industrielle de cette filière a bien eu lieu lors des premiers appels d'offres, qui ont vu ALSTOM et AREVA remporter des marchés avec leurs technologies respectives d'éoliennes marines de très grande puissance. Mais depuis, ALSTOM a été racheté par GE (qui a cependant conservé les compétences en France, semble-t-il) et la division concernée d'AREVA a été rachetée par l'espagnol GAMESA qui a fait faillite et l'a revendue à SIEMENS. Qui dispose déjà de sa propre technologie concurrente. Et vient d'annoncer en septembre 2017 l'arrêt de la technologie d'origine AREVA, comme on pouvait logiquement s'y attendre...

Pour ce qui concerne le photovoltaïque, les cellules qui en constituent le cœur représentent environ 50 % de l'investissement total des installations et sont dorénavant toutes importées, l'industrie chinoise ayant conduit ses derniers concurrents européens à fermer boutique récemment. Par conséquent, sauf rupture technologique qui permettrait une éventuelle relocalisation sur de nouvelles bases, la situation a peu de chances d'évoluer

dans les années à venir. Là encore, il reste donc pour les tâches industrielles nationales : les supports, les onduleurs et les câblages. Rien qui concerne les hautes technologies... Par conséquent, développer massivement l'éolien terrestre et le photovoltaïque pèserait très lourd sur la balance commerciale française. Soit, sur la base des investissements annuels estimés plus haut et des calculs explicités en ANNEXE, au § A2.3 :

| Importations (Mds € arrondis) | Option basse             | Option haute              |
|-------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| En moyens éoliens terrestres  | $18 \times 0,73 = 13,1$  | $25 \times 0,73 = 18,2$   |
| En moyens photovoltaïques     | $21,3 \times 0,44 = 9,4$ | $25,4 \times 0,44 = 11,2$ |
| TOTAL importations en 9 ans   | <b>22,5</b>              | <b>29,4</b>               |
| TOTAL annuel moyen (Mds €/an) | $22,5/9 = 2,5$           | $29,4/9 = 3,3$            |

#### c) Importations supplémentaires de gaz naturel

Elles sont estimées au prix moyen importé de 25 €/MWh (susceptible de fortes variations à la hausse). Sur la base des productions nécessaires des cycles combinés, de 4 (option EnR haute) à 19 TWh (option EnR basse) et des turbines à combustion (5,3 TWh), il est possible d'estimer les quantités et coûts des importations de gaz : -

- Pour les cycles combinés (rendement opérationnel de 54 %) :  $4/0,54 = 7,4$  TWh à  $19/0,54 = 35,2$  TWh, coûtant respectivement de 0,185 à 0,88 Mds €,
- Pour les turbines à combustion (rendement opérationnel de 36 %) :  $5,3/0,36 = 14,7$  TWh, coûtant 0,37 Mds €,

Au total, les importations annuelles de gaz pour remplacer le nucléaire coûteraient donc entre environ 0,55 et 1,25 Md €.

#### d) Bilan global sur la balance commerciale annuelle du pays

- 1 à 1,5 Mds € de perte d'exportations d'électricité,
- 2,5 à 3,3 Mds € d'importations de composants d'éoliennes et de PV,
- 1,25 à 0,55 Md € d'importations de gaz.

Si l'on fait pour simplifier la moyenne de ces chiffres, on aboutit à environ 5 Mds €/an de dégradation.

**En résumé : le déficit structurel d'environ 50 Mds €/an de la balance commerciale française serait durablement dégradé d'environ 5 Mds €/an, soit une augmentation de 10 % du déficit...**

#### 4.6. Impact sur les coûts de production de l'électricité

L'étude ADEME déjà citée [9] donne des fourchettes de coûts complets de production pour l'éolien et le photovoltaïque en France métropolitaine, réputés inclure les coûts de raccordement aux réseaux, et pour 4 taux d'actualisation : 3 %, 5 %, 8 % et 10 %, sachant que les résultats sont très sensibles au taux retenu. On retiendra le taux de 5 % qui est aussi celui retenu par la CRE dans ses études d'évaluation.

De plus, comme déjà explicité plus haut, les moyennes retenues issues du document ADEME ont été corrigées par des hypothèses de baisse volontaristes entre 2017 et 2025, qui sont récapitulées en ANNEXE au § A2.3 et rappelées ci-après :

- Coût moyen pondéré de l'éolien terrestre : **67 €/MWh**
- Coût moyen pondéré du photovoltaïque : **122 €/MWh**

L'application de ces coûts unitaires aux TWh d'électricité renouvelable additionnelle produite en 2025 conduit au tableau de synthèse suivant et permet de définir un coût annuel total de production et un coût moyen pondéré par MWh :

| Coût de l'électricité renouvelable additionnelle en 2025                   | Option basse             | Option haute             |
|--|--------------------------|--------------------------|
| Coût global de l'électricité produite par les éoliennes terrestres (Mds €) | $67 \times 27 = 1,81$    | $67 \times 38 = 2,55$    |
| Coût global de l'électricité produite par le photovoltaïque (Mds €)        | $122 \times 17,3 = 2,11$ | $122 \times 20,6 = 2,51$ |
| Coût total de la production (Mds €)  | <b>3,92</b>              | <b>5,06</b>              |
| Coût moyen pondéré par MWh (€/MWh)   | $3,92/44,3 = 88$         | $5,06/58,6 = 86$         |

Il faut y ajouter le coût des productions au gaz, estimé sur la base des coûts unitaires de l'ANNEXE, § A3 :

|  |                     |
|--|---------------------|
| Coût de l'électricité additionnelle produite à partir du gaz en 2025 | Moyenne des options |
|--|---------------------|

|   |                                      |
|---|--------------------------------------|
| Coût global de l'électricité produite par les cycles combinés (Mds €)       | $84 \times 4 \div 19 = 0,34$ à 1,60  |
| Coût global de l'électricité produite par les turbines à combustion (Mds €) | $194 \times 5,3 = 1,03$              |
| Coût total de la production au gaz (Mds €)                                  | 1,37 à 2,63                          |
| Coût moyen pondéré par MWh (€/MWh)  | $1,37/9,3 = 147$ à $2,63/24,3 = 108$ |

Le coût de production total s'établit donc à :

| Coût de la production de remplacement en 2025                 | Option basse              | Option haute              |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Coût total : production renouvelable + production gaz (Mds €) | $3,92 + 2,63 = 6,55$      | $5,06 + 1,37 = 6,43$      |
| Coût moyen pondéré par MWh (€/MWh)                            | $6,55/68,6 = \mathbf{95}$ | $6,43/67,9 = \mathbf{95}$ |

Il est essentiel de souligner que ce coût déjà très élevé de 95 €/MWh est un coût « sortie machines », auquel il faut ajouter les « surcoûts systémiques » de compensation de l'intermittence estimés en ANNEXE (au § A.4). Le « back-up » par les moyens au gaz étant déjà pris en compte, restent les surcoûts réseaux, estimés à 6 €/MWh pour l'éolien et 9 €/MWh pour le photovoltaïque, dont la moyenne pondérée s'établit ici à 7 €/MWh environ. Ce qui porte le coût total à 102 €/MWh environ.

**En résumé : malgré des hypothèses volontaristes de baisse des coûts d'investissement et de production des moyens renouvelables intermittents entre 2017 et 2025, le coût moyen pondéré global sur la période de l'électricité de remplacement, surcoûts systémiques inclus, est de l'ordre de 102 €/MWh.**

#### **4.7. Surcoût pour les consommateurs de l'intégration d'électricité renouvelable intermittente**

Rappelons que le consommateur final supporte la totalité des subventions versées aux producteurs d'électricité intermittente, calculées par la différence entre le prix qui leur est garanti (soit a priori dans l'ancien système de rémunération, soit a posteriori dans le nouveau, soit après appel d'offres) et le prix moyen de marché.

Ce paiement est actuellement prélevé via trois « véhicules » fiscaux, auxquels il faut ajouter la TVA : la CSPE, dont le montant est plafonné à 22,5 €/MWh pour l'électricité et, pour la partie qui dépasse ce plafond, par une augmentation de deux autres taxes : la TICPE (Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques) prélevée sur les consommations de combustibles liquides utilisés comme carburants ou pour le chauffage, et la TICGN (Taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel) prélevée sur les consommations de gaz à usage de chauffage. Le consommateur d'électricité supportant en outre via le TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) les coûts de renforcement des réseaux rendus nécessaires par l'injection d'électricité intermittente.

##### **a) Subventions relatives à l'éolien et au PV déjà engagés à fin 2016 (France métropolitaine)**

Les nouvelles subventions de l'éolien et du photovoltaïque résultant de la mise en œuvre de la PPE viendraient s'ajouter à celles qui ont déjà été payées ou sont engagées au titre des contrats existants à ce jour. Selon la Réf. [2], les charges de ces derniers s'établissent déjà à près de 22 Mds € cumulés depuis l'origine, au rythme annuel toujours croissant de 3,7 Mds €/an en 2017 et 4,1 Mds €/an en prévisionnel 2018 (Réf. [3]). Mais surtout, la CRE a établi des projections jusqu'à la fin de certains contrats. Citons :

« Les appels d'offres pour le développement des ENR lancés depuis 2011 devraient représenter 65,4 Md€ sur la durée de vie des contrats [...] dont 40,7 Md€ pour le seul éolien offshore ».

Si l'on déduit de ce montant les appels d'offres concernant la biomasse et la mini-hydraulique pour un total d'un peu moins de 1,6 Md €, l'éolien et le PV pèsent à eux seuls 64 Mds € environ. Il faut y ajouter les subventions aux productions (domestiques notamment, pour le PV) bénéficiant de prix garantis jusqu'à la fin des contrats et qui constituent l'essentiel des montants actuels (3,7 Mds € en 2017, les appels d'offres pesant encore très peu). Si l'on extrapole forfaitairement ce montant sur 5 ans jusqu'à l'extinction de la plupart des contrats en cours, pour autant qu'ils ne soient pas renouvelés, on arrive à un cumul de 18 Mds € environ.

Au total, si l'on additionne l'ensemble des subventions cumulées de l'éolien et du PV engagés à ce jour, déjà payées ou restant à payer contractuellement, on aboutit au montant astronomique total de :  $22 + 64 + 18 = 104$  arrondi à 100 Mds € ! Auxquels tous les consommateurs domestiques contribuent et vont contribuer, y compris ceux qui sont en situation de précarité énergétique... (Ils reçoivent cependant par ailleurs un chèque énergie).

**b) Subventions supplémentaires qui résulteraient de la PPE prolongée jusqu'en 2025**

Avec les prix actuels de marché, qui oscillent en moyenne autour de 35 €/MWh, la subvention payée par le consommateur s'établirait en moyenne à environ  $87 - 35 = 52$  €/MWh intermittent injecté sur le réseau ! Qui s'appliqueraient à une production annuelle globale de 44 (option basse) à 59 TWh (option haute) en 2025 et au delà. Soit un coût annuel de l'ordre de 2,3 (option basse) à 3,1 (option haute) Mds € pour l'année 2025.

Il est dans ces conditions possible d'estimer la charge totale que l'électricité intermittente additionnelle prévue au titre de la PPE ferait porter aux consommateurs d'électricité via ces trois véhicules entre 2017 et 2025, en supposant pour simplifier une montée en puissance constante en moyenne jusqu'en 2025, puis ensuite une subvention constante pendant toute la durée des contrats, estimée forfaitairement à 15 ans supplémentaires, c'est-à-dire jusqu'en 2040 (montants en Mds €) :

| Année/Option | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Cumul à fin 2025 | Cumul à fin de contrat <sup>(1)</sup> |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------|---------------------------------------|
| Basse        | 0,26 | 0,51 | 0,77 | 1,02 | 1,28 | 1,53 | 1,79 | 2,04 | 2,3  | <b>11,5</b>      | <b>46</b>                             |
| Haute        | 0,34 | 0,69 | 1,03 | 1,38 | 1,72 | 2,07 | 2,41 | 2,76 | 3,1  | <b>15,5</b>      | <b>62</b>                             |

(1) 15 ans au-delà de 2025 rajouteraient entre  $2,3 \times 15 = 34,5$  (option basse) et  $3,1 \times 15 = 46,5$  Mds € au cumul de fin 2025.

NB : bien entendu, les prix de marché sont susceptibles d'évoluer à la hausse ce qui réduirait mécaniquement les montants ci-dessus, mais sans doute pas avant plusieurs années. Si par exemple ils passaient à 50 €/MWh en moyenne à partir de 2025, le cumul à fin de contrat serait alors compris entre environ 36 (option basse) et 49 (option haute) Mds €. Toujours exorbitant...

**Pour résumer :**

- L'hypothèse la moins coûteuse concerne l'option basse et un prix moyen de marché de 50 €/MWh après 2025 et conduit à 36 Mds €,
- L'hypothèse la plus coûteuse concerne l'option haute et un prix moyen de marché de 35 €/MWh qui perdure après 2025 (peu probable cependant) et conduit à 62 Mds €.

**c) Cumul des subventions**

Bien entendu, ces nouvelles subventions s'ajouteraient à celles qui résultent des engagements actuels. Selon les hypothèses que l'on peut faire concernant la réalisation des options (basse ou haute) et les prix moyens de marché, ces nouveaux engagements pourraient donc conduire à un montant cumulé des subventions engagées jusqu'en 2040 environ qui serait compris entre  $100 + 36 = 136$  et  $100 + 62 = 162$  Mds € ! Pour une puissance installée totale en éolien et photovoltaïque comprise respectivement entre 50 et 58 GW.

*Face à de tels montants, ne doit-on pas s'interroger et chercher l'erreur ?*

En fait,... il n'y en a pas ! Au vu de la situation allemande, selon la Réf. [10], les taxes sur les renouvelables (toutes catégories confondues, c'est-à-dire au-delà des seuls éolien et photovoltaïque) payées par les consommateurs allemands au titre de la loi EEG à hauteur de 68 €/MWh annoncés pour 2018 (selon un mécanisme comparable à celui de notre CSPE) ont atteint 125 Mds € pour la période 2000-2015 et devraient encore augmenter de 283 Mds € entre 2016 et 2025 ! Pour atteindre plus de... 400 Mds €, à rapporter à une puissance installée en éolien et photovoltaïque d'environ 95 GW en 2017.

Chiffres globalement cohérents avec les évaluations ci-dessus compte tenu des périmètres un peu différents entre les deux pays... (Les subventions allemandes couvrent en outre les énergies renouvelables issues de la biomasse, en particulier le biogaz et autres).

**En résumé : les consommateurs d'électricité subventionnent déjà massivement les énergies intermittentes au titre des engagements déjà pris à ce jour, pour un montant total qui devrait dépasser 100 Mds €. La mise en œuvre de la PPE renouvelables 2018-2023 (prolongée jusqu'en 2025) rajouterait à ce montant entre 36 et 62 Mds € environ, portant le total entre près de 140 et plus de 160 Mds €, en ordre de grandeur. Ce qui apparaît comme très difficilement soutenable à la fois pour les consommateurs domestiques et professionnels et la compétitivité du pays. Dans ce contexte, les pouvoirs publics ne pourront plus continuer à cacher cette réalité aux consommateurs et devront les informer clairement de ce qui les attend si on va jusqu'au bout des prévisions de la PPE actuelle...**

#### **4.8. Indemnisation de l'exploitant en cas d'arrêt prématuré par décision politique**

Suite à la publication de la loi LTECV, le Conseil constitutionnel a confirmé sans ambiguïté la légitimité du gouvernement à décider de l'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires. Mais a rappelé que tout arrêt non motivé par une raison de sûreté, par décision de l'exploitant et/ou à la demande de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire), ou encore par une décision de l'exploitant pour des raisons de rentabilité, devait donner lieu à indemnisation de ce dernier, afin de compenser la perte économique qu'il subit. En rappelant ce fondement de principe d'un Etat de droit, le Conseil constitutionnel a renvoyé la définition du montant de l'indemnisation aux parties concernées.

Or, il se trouve que cette indemnisation a été négociée dans le cas de la centrale de Fessenheim et comprend deux parties complémentaires (schéma simplifié) :

- Une indemnisation de court terme, suivant de près l'arrêt effectif de la centrale, destinée à couvrir les coûts directs de fermeture et de redéploiement du personnel. Cette part s'élève à un peu moins de 0,5 Md € pour 1,8 GW de puissance installée. Son extrapolation à 16 GW représenterait donc 4,5 Mds € environ,
- Une indemnisation différée fondée sur le manque à gagner pour l'exploitant, qui ne peut être estimé qu'à long terme dans la mesure il est fonction des prix de marché de gros de l'électricité de la période durant laquelle la centrale aurait continué à fonctionner. Cette indemnisation ne serait donc finalisée qu'en 2041 pour Fessenheim. Elle peut être extrapolée à 16 GW selon les mêmes règles à partir des informations parues dans la presse :

| Prix moyen de marché<br>(€/MWh) | Indemnisation pour Fessenheim<br>(Mds €) | Indemnisation extrapolée à 16 GW<br>(Mds €) |
|---------------------------------|--|---|
| 25                              | 0,6                                      | 5   |
| 30                              | 2  | 18  |
| 40                              | 5  | 44  |
| 50                              | 8  | 71  |

**En résumé : toutes ces indemnisations seraient à la charge des contribuables... D'abord ceux des générations actuelles pour l'indemnisation à court terme, ensuite ceux des générations futures pour les indemnisations différées, entre 2041 et 2050 environ... Les pouvoirs publics devront là encore expliquer aux contribuables français, qui possèdent de facto près de 85 % des centrales concernées, que l'on va en arrêter le quart en leur demandant de payer pour cela près de 5 Mds € immédiatement et mettre à la charge de leurs enfants ou petits enfants des sommes indéterminées qui pourraient atteindre plusieurs dizaines de milliards d'euros dans les années 2040 ! Cet arrêt prématuré d'installations en parfait état de marche ayant par ailleurs comme conséquence d'augmenter fortement leurs factures d'électricité... L'incompréhension risque d'être massive, d'autant plus que cela augmenterait la dette du pays à long terme de montants inconnus mais potentiellement très élevés. Alors que l'on cherche par tous les moyens à réduire cette dernière qui a atteint un niveau insoutenable proche de 100 % du PIB...**

#### **4.9. Impact sur l'emploi**

Ce poste est complexe à évaluer, car il faut prendre en compte l'ensemble de ses composantes.

##### **a) Suppressions d'emplois dans la filière nucléaire**

Des études approfondies ont montré que l'arrêt prématuré de la centrale de Fessenheim détruirait 2 200 emplois locaux, directs, indirects et induits. Alors que son démantèlement n'en recréera que moins de 200. Soit une perte nette de plus de 2 000 emplois locaux.

Si l'on extrapole là encore ces données à l'arrêt prématuré de 16 GW, ce sont près de 18 000 emplois locaux pérennes (directs, indirects et induits) qui seraient ainsi supprimées, dont plus des 2/3 à haute qualification et haute contribution économique.

Mais il faut aller plus loin que les seuls emplois locaux. Car si l'arrêt de 1,8 GW affecterait à la marge le secteur industriel des fournisseurs de composants et de services nucléaires, très majoritairement nationaux, ce ne serait plus le cas si on arrêta 16 GW. L'impact serait alors très important car il ferait disparaître 1/4 du chiffre d'affaires des fournisseurs concernés du domaine. Il est difficile à ce stade d'avancer des chiffres précis concernant les destructions d'emplois qui en résulteraient chez ces fournisseurs, mais l'impact devrait concerner



la plupart des métiers et plusieurs dizaines de milliers d'emplois, la filière nucléaire française employant globalement quelque 220 000 salariés.

#### **b) Créations d'emplois dans les filières éolienne et photovoltaïque**

Ces filières (éolien terrestre et photovoltaïque) sont caractérisées par une absence de base industrielle en France pour la fabrication des composants principaux, qui sont importés en totalité comme déjà explicité plus haut. Il en résulte que les emplois créés le sont majoritairement dans le développement amont, les montages sur site et l'exploitation-maintenance, qui n'ont ni la qualification ni l'étendue d'emplois de développement et production de composants principaux sophistiqués.

De plus, les montages sur site étant très rapides dans ces deux filières, les emplois associés sont nombreux mais éphémères : ils sont détruits dès que les investissements d'une année baissent. Quant aux emplois d'exploitation-maintenance, ils sont peu nombreux eu égard à la relative simplicité technologique des installations. Sur la base des statistiques d'emploi publiées notamment par l'ADEME (Réf. [9]), ils peuvent être estimés en moyenne à 0,25 emploi (direct et indirect) par MW exploité.

Ce qui, pour 50 à 58 GW de mix éolien + 17 photovoltaïque, conduirait à la création d'environ 12 500 à 14 500 emplois pérennes. Qui sont donc à mettre en regard des 18 000 emplois pérennes détruits dans le nucléaire en exploitation-maintenance. Le bilan est donc clairement négatif au détriment des énergies intermittentes renouvelables et ne serait partiellement rééquilibré que très transitoirement par les emplois éphémères créés lors des activités de montages sur site, très brefs.

#### **c) Bilan des emplois créés et détruits**

Des études plus approfondies seraient nécessaires pour mieux préciser les choses, mais on voit bien que les deux secteurs ont des structures d'emplois totalement différentes :

- Emplois pérennes de très haute technicité majoritairement basés en France pour la filière nucléaire, du fait de sa base industrielle nationale très importante,
- Emplois en grande partie éphémères du fait précisément de l'absence de bases industrielles nationales pour les filières concernées, éolienne (terrestre) et photovoltaïque, associées à des emplois beaucoup moins nombreux en exploitation-maintenance, ayant par conséquent beaucoup moins de retombées économiques locales créatrices d'emplois induits dans le reste de l'économie.

**En résumé : supprimer 16 GW de nucléaire détruirait de très nombreux emplois pérennes de très haute qualification, mais aussi des emplois locaux induits par les retombées économiques. Les filières éoliennes et photovoltaïques de remplacement créeraient numériquement moins d'emplois, surtout moins pérennes et moins qualifiés. Pour les raisons de fond et non conjoncturelles explicitées ci-dessus.**

### **5°) Bilan financier comparé entre : arrêt prématuré de 16 GW de capacité nucléaire impliquant un développement massif d'éolien, de photovoltaïque et de moyens de secours au gaz, et prolongation de l'exploitation nucléaire**

#### **5.1. Surcoût du MWh dû aux investissements nécessaires à la prolongation de 20 ans du nucléaire actuel**

Prolonger la durée de vie des réacteurs actuels de 20 ans, à l'image de ce qu'ont fait les Etats-Unis pour plus de 60 de leurs réacteurs de même technologie que les nôtres a bien sûr un coût. Car il faut les rénover (opération dite de « grand carénage ») et améliorer encore leur niveau de sûreté pour le rapprocher de celui des dernières générations de réacteurs actuellement en construction, afin de continuer à réduire les risques résiduels très faibles de cette industrie et leurs conséquences potentielles. Ce qui est actuellement en cours (Réf. [16]).

Ce coût de rénovation-amélioration est estimé par EDF à environ 48 Mds € (Réf. [1]) pour l'ensemble du parc nucléaire d'ici à 2025, dont la quote-part pour 16 GW représente environ 12 Mds €. Investissement dont la contrepartie en électricité totalement décarbonée est de  $106 \times 20 = 2\,120$  TWh en 20 ans de fonctionnement. Le surcoût de prolongation de 12 Mds € de ces 16 GW est donc à répartir sur cette production totale de 2 120 TWh, ce qui correspond à 5,7 €/MWh environ. Mais, grâce à l'autofinancement et aux amortissements des investissements concernés, le coût « cash » de production actuel de 32 €/MWh (Réf. [1]) reste quasi-stable à 33 €/MWh (Réf. [11]).

**En résumé : les investissements supplémentaires affectés au « grand carénage » et aux améliorations de sûreté augmentent très peu le coût « cash » actuel, ce qui rend ces améliorations extrêmement rentables.**

### **5.2. Bilan financier comparé des options (hors coûts supplémentaires du CO<sub>2</sub>)**

La mise en perspective dans le tableau de la page suivante de ces deux séries de dépenses (toutes causes confondues) met en évidence le coût exorbitant de l'arrêt prématuré de 16 GW de capacités nucléaires, car :

- Il implique des investissements majeurs en moyens de remplacement, ce même en tenant compte de baisses des coûts des moyens éoliens et photovoltaïques entre 2017 et 2025 (20 % pour les nacelles et pales des éoliennes terrestres et 40 % pour les cellules photovoltaïques)
- Le poids de ces investissements se répercutant sur le prix de l'électricité produite accroîtrait fortement le montant des subventions à la charge des consommateurs,
- En y ajoutant les indemnités de l'exploitant, le coût total est grosso modo 10 fois supérieur au coût de mise à niveau de 16 GW de nucléaire pour permettre leur exploitation pendant 20 ans de plus... D'où la question de bon sens : pourquoi irait-on dans cette voie ruineuse ?

| Options/<br>Conséquences   | 16 GW de nucléaire +<br>Option basse de la PPE<br>prolongée 2025 | 16 GW de nucléaire +<br>Option haute de la PPE<br>prolongée 2025 | Prolongation de 16<br>GW de capacités<br>nucléaires |
|--|--|--|---|
| Moyens de production supplémentaires à<br>construire (GW) :  |  |  |   |
| • En éolien  | 13,4   | 18,7   | 0   |
| • En photovoltaïque  | 14,6   | 17,4   |   |
| • En moyens de secours au gaz <sup>(1)</sup>   | 15   | 15   |   |
| <b>TOTAL</b>   | <b>43</b>  | <b>51</b>  |   |
| Investissements à consentir (Mds €)  | <b>52</b>  | <b>63</b>  | <b>12</b>   |
| Impact sur la balance commerciale (Mds €/an)   | <b>- 3,8</b>   | <b>- 3,9</b>   | <b>+ 1 à + 1,5</b>                                  |
| Indemnisation de l'exploitant (Mds €)  | Court terme : 4,5  |  | 0   |
| Indemnisation de l'exploitant (Mds €)  | Long terme : 5 à... 70 ou plus ?                                 |  |   |
| Coût moyen de l'électricité remplacée, y<br>compris surcoûts d'appoint/secours de l'éolien<br>et du PV (€/MWh) | <b>102</b>   | <b>102</b>   | <b>33</b>   |
| Subventions à l'éolien et au PV payées par les<br>consommateurs  |  |  | 0   |
| • Annuelles (référence 2025) (Mds €/an)  | <b>2,3</b> <sup>(2)</sup>  | <b>3,1</b> <sup>(3)</sup>  |   |
| • Cumulées entre 2018 et 2040 (Mds €)  | <b>36</b> <sup>(2)</sup>   | <b>62</b> <sup>(3)</sup>   |   |
| Impact sur les émissions de CO <sub>2</sub> du secteur<br>électrique / rejets actuels                          | <b>- 5 % à - 33 %</b>  | <b>- 5 % à - 33 %</b>  | <b>- 50 %</b>                                       |
| Destructions d'emplois pérennes dans la seule<br>exploitation-maintenance <sup>(4)</sup>                       | 18.000 – 12.500 = <b>5.500</b>                                   | 18.000 – 14.500 = <b>3.500</b>                                   | <b>0</b>  |

(1) Pour le seul remplacement des 16 GW de capacités nucléaires supposées arrêtées

(2) Hypothèse d'une remontée des prix de marché à 50 €/MWh en moyenne au-delà de 2025, ce qui réduirait les subventions

(3) Hypothèse d'une stagnation durable des prix de marché à 35 €/MWh en moyenne ➡ Dans les deux cas, ces subventions s'ajouteraient aux quelques 100 Mds € de subventions déjà engagées à ce jour...

(4) Il faut y ajouter les très nombreux emplois (difficiles à chiffrer précisément à ce stade) perdus chez les fournisseurs du secteur nucléaire, qui verraient leur chiffre d'affaires amputé d'un quart !

## 6°) Les effets dévastateurs de l'idéologie quand elle ignore les réalités physiques et économiques...

L'Europe s'est engagée (et les pays membres ont aveuglément suivi, voire en ont rajouté) dans la « Transition énergétique » (« Energiewende » pour les allemand) sans jamais avoir fait la moindre ÉTUDE D'IMPACT un peu sérieuse ! Le territoire européen s'est ensuite couvert d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques sans que personne ne s'intéresse à l'évaluation des conséquences énergétiques, environnementales et financières de cette fuite en avant, et qu'un retour d'expérience digne de ce nom soit engagé. La fuite en avant continue donc, grassement subventionnée par des consommateurs à qui l'on n'a jamais demandé leur avis et qui vont devoir déboursier des sommes exorbitantes.

Bien entendu, subventionner ces énergies pouvait se concevoir tant que les technologies mises en œuvre étaient naissantes et n'avaient pas atteint leur maturité. Mais ce stade est dépassé aux dires mêmes de leurs promoteurs, qui affirment qu'elles sont devenues « compétitives en parité réseau » (ce qui, en l'occurrence, n'a aucun sens si... on injecte leur production dans les réseaux, puisqu'il faut alors compenser leur intermittence, ce qui induit des coûts additionnels). Il est donc grand temps que l'électricité intermittente affronte le marché comme les autres ! Notamment qu'on supprime toute forme de subventions, ces dernières ayant des conséquences délétères majeures, en particulier :

- Elles sont en passe de devenir financièrement insoutenables pour les consommateurs, comme déjà dit et montré plus haut,

- Elles déséquilibrent gravement le réseau et les marchés de l'électricité en faisant chuter les prix (jusqu'à les rendre parfois... négatifs) quand elles sont déversées en masse parce qu'il y a du vent et/ou du soleil mais que le réseau n'en a pas besoin, détruisant la rentabilité des producteurs utilisant des moyens pilotables, pourtant indispensables pour assurer la sécurité d'alimentation lorsqu'il n'y a ni vent ni soleil ! Il est ainsi devenu quasi-impossible d'investir dans les moyens de production non subventionnés... Ce résultat catastrophique pour l'avenir de l'ensemble du secteur électrique européen trouve son origine à la Commission européenne, relayée par les pays membres. Le sujet dépasse donc le cadre strictement national, mais n'interdit cependant pas de refuser de s'engager dans des décisions contraires aux intérêts profonds du pays. À condition de les comprendre... Or, ces problématiques sont très bien analysées et expliquées sous leurs différents aspects (stratégiques, juridiques, économiques, sécuritaires, environnementaux, etc.) dans un livre récent (Réf. [15]) qui en fait une synthèse accessible et très claire. Que les décideurs politiques concernés devraient lire absolument !

Pour en revenir à la France, il serait grand temps que l'on ouvre les yeux sur la réalité, en tirant toutes les leçons des expériences des pays voisins, soit disant « en avance » sur la France. Profitons au moins de cette chance ! L'Allemagne étant bien sûr l'exemple... à ne surtout pas suivre. Son « Energiewende » est en train d'échouer : les émissions de CO<sub>2</sub> de son secteur électrique ne baissent pas, pour des raisons parfaitement explicables rationnellement (voir Réf. [7] et [10] déjà citées). La situation est d'ailleurs dramatique pour ce pays (et plus encore pour le climat) car il a le choix entre continuer à utiliser son lignite et charbon jusqu'en 2040 et au-delà et donc continuer à rejeter toujours autant de CO<sub>2</sub>, ou les remplacer massivement par le gaz, seul moyen efficace à sa disposition à court terme pour diminuer rapidement ses émissions de CO<sub>2</sub>. Solution pas davantage durable à long terme qui le mettra sous la dépendance des fournisseurs de gaz, dont la Russie... Ceci en dépit de plus de 400 Mds € engagés à ce jour, dont la plus grande partie reste à acquitter. Par des consommateurs allemands qui paient déjà leur électricité domestique le double des consommateurs français...

Est-ce vraiment l'avenir que l'on souhaite pour la France ? Veut-on doubler voire tripler le nombre de ménages en précarité énergétique ?

Ensuite, bien préparer l'avenir du système électrique français demandera du temps : on ne modifie pas un système aussi complexe et capitalistique en quelques années, il y faut des décennies. Or, il n'y a pas d'urgence climatique à le réformer rapidement, il est déjà très vertueux en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. Ce qui n'empêche évidemment pas de continuer à l'améliorer à la marge avec un peu plus de renouvelables à court terme. Mais les vraies priorités environnementales sont ailleurs : dans les transports et les bâtiments, secteurs qui vont demander des investissements extrêmement élevés pour leur amélioration. Indispensables pour faire chuter nos émissions de gaz à effet de serre ainsi que nos importations de combustibles carbonés. Mais le pays a-t-il les moyens d'investir en même temps dans tous les domaines ? La réponse ne fait aucun doute...

Dans ce contexte, le parc nucléaire apparaît donc, outre de par sa production d'électricité décarbonée à prix ultra-compétitif, comme un atout économique majeur : sa prolongation permet d'orienter les fonds vers les vraies priorités climatiques tout en différant des investissements dans le système électrique qui seront mieux ciblés, plus performants et moins chers dans le futur compte tenu des améliorations et baisses de prix annoncées pour l'électricité renouvelable intermittente. C'est donc une opération économique doublement gagnante.

## 7°) Références :

[1] EDF défend son projet de prolongation du parc nucléaire français - CHALLENGES - Par Reuters - 12.07.2017

[2] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017 - ANNEXE 1 : Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2017 (CP'17)

[3] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 et COMMUNIQUÉ DE PRESSE du 28 juillet 2017

[4] Le mirage de mix électriques à très forte proportion d'énergies intermittentes. Le point de vue argumenté d'ingénieurs, de physiciens et d'économiste - Roland Vidil - André Latrobe - Christian Le Brun - Dominique Grand - Dominique Finon - La Revue de l'Énergie n° 634 (11-12/2016)

[5] BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2016 - SYNTHÈSE - RTE

- [6] MID-TERM ADEQUACY FORECAST - ENTSO-E - Edition 2016
- [7] Transition énergétique allemande : la fin des ambitions ? Etienne Beeker - FRANCE STRATEGIE. Août 2017
- [8] Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES - EDF R&D Alain Burtin et Vera Silva - 17/06/2015
- [9] Coûts des énergies renouvelables en France - ADEME, édition de décembre 2016
- [10] Lettre Géopolitique de l'Electricité N° 72 - Lionel Taccon - 20 février 2017, citant trois sources : Cabinet Roland Berger ; Institut de Recherche Economique de Cologne (IW) pour le quotidien économique Handelsblatt ; Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) de l'Université éponyme
- [11] Les coûts de production du parc nucléaire français - SFEN - Septembre 2017
- [12] World Energy Outlook de l'AIE (2011)
- [13] Nuclear Energy and Renewables – System Effects in Low-carbon Electricity systems – OECD – NEA - 2012
- [14] Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français "day-ahead" - Jacques Percebois et Stanislas Pommeret - Juillet 2016
- [15] La France dans le noir - Hervé Machenaud - Editions Manitoba/Les belles lettres – Mars 2017
- [16] Faut-il avoir peur de nos centrales nucléaires ? Pourra-t-on s'en passer ? Georges Sapy - L'Harmattan – 2015.

## ANNEXE

### 1°) Coûts unitaires des moyens de production

#### **1.1. Coûts de base extraits de l'étude ADEME (Réf. [9])**

##### **a) Coûts d'investissement y compris coûts de raccordement locaux (€/kW installé)**

###### • Eoliennes

- Eoliennes standard : Moyenne 1 350
- Eoliennes NG (Nouvelle génération) : Moyenne 1 550

Hypothèse retenue : parc de 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 1 450 €/kW = 1,45 Md €/GW

###### • Photovoltaïque (PV)

- Domestique intégré à la toiture : Moyenne 3 110
- Domestique surimposé : Moyenne 2 635

Hypothèse retenue pour PV domestique : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 2 870 €/kW = 2,87 Md €/GW

- Commercial-Industriel intégré à la toiture : Moyenne 1 815
- Commercial-Industriel surimposé : Moyenne 1 595

Hypothèse retenue pour PV industriel-commercial : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 1 700 €/kW = 1,7 Md €/GW

- Centrales au sol sans tracker : Moyenne 1 220
- Centrales au sol avec tracker : 1 324

**Hypothèse retenue pour centrales PV au sol** : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 1 270 €/kW = 1,27 Md €/GW

##### **b) Coûts de production complets (€/MWh)**

NB : les coûts retenus dans l'étude ADEME sont ceux qui ont été obtenus avec un taux d'actualisation de 5 %.

###### • Eoliennes

- Eoliennes standard : Moyenne 76
- Eoliennes NG (Nouvelle génération) : Moyenne 68

###### • Photovoltaïque (PV)

- Domestique intégré à la toiture (Moyenne Nord – Sud) : 255
- Domestique surimposé (Moyenne Nord – Sud) : 225

**Hypothèse retenue pour PV domestique** : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 240 €/MWh

- Commercial-Industriel intégré à la toiture (Moyenne Nord – Sud) : 156
- Commercial-Industriel surimposé (Moyenne Nord – Sud) : 142

**Hypothèse retenue pour PV industriel-commercial** : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 149 €/MWh

- Centrales au sol sans tracker (Moyenne Nord – Sud) : 104
- Centrales au sol avec tracker (Moyenne Nord – Sud) : 104

**Hypothèse retenue pour centrales PV au sol** : 50 % de chaque type → Moyenne pondérée : 104 €/MWh

**Hypothèse retenue pour la moyenne pondérée photovoltaïque** : l'hypothèse ci-dessus de 59 % de PV au sol, 26 % de PV industriel-commercial et 15 % de PV domestique conduit ici au coût pondéré moyen de :  $104 \times 0,59 + 149 \times 0,26 + 240 \times 0,15 = 136 \text{ €/MWh}$

### 1.2. Hypothèse d'évolution des coûts d'ici 2025

Les coûts étant orientés à la baisse, il convient de faire des hypothèses de réduction par rapport aux coûts ADEME ci-dessus, qui reflètent la réalité de l'année 2017. Ces baisses :

Sont supposées intervenir linéairement durant les 8 années qui nous séparent de 2025,

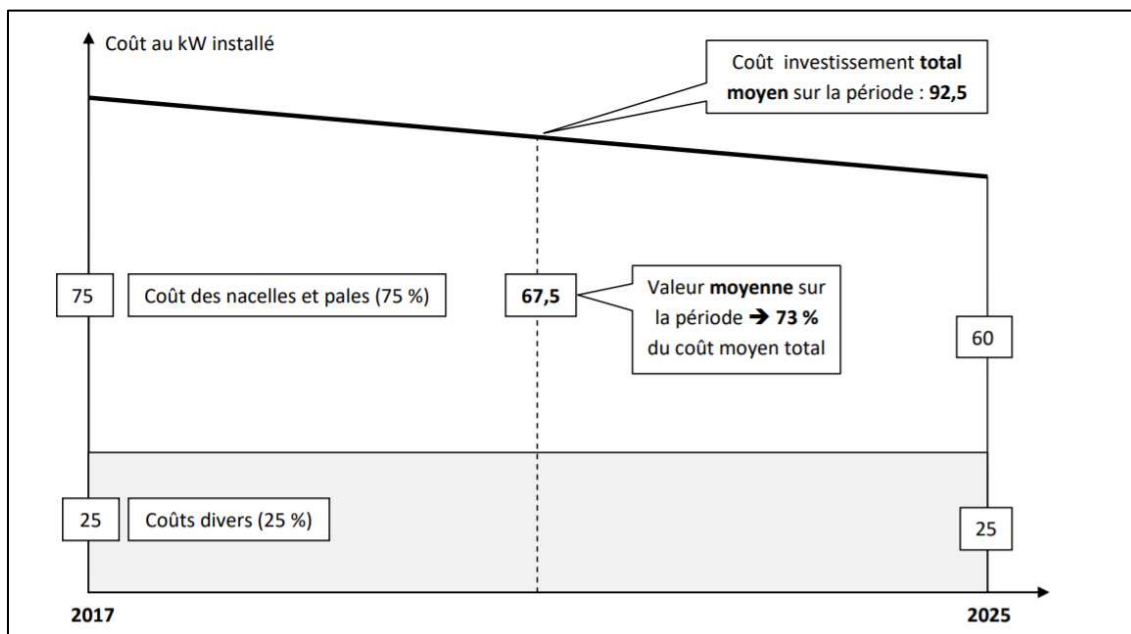
Concernent les parties actives des moyens de production (nacelles et pales pour les éoliennes, cellules PV pour le photovoltaïque), toutes importées. Il faut cependant distinguer :

- Le cas des nacelles et pales d'éoliennes, constituées de composants électromécaniques qui sont par essence peu favorables aux baisses de coûts importantes, et représentent actuellement environ 75 % du coût total,
- Le cas des cellules PV, qui sont des composants électroniques se prêtant bien aux fabrications en très grandes séries, et qui présentent de ce fait un potentiel de baisse des coûts plus important et représentent actuellement environ 50 % du coût total.

Par contre, les coûts divers (génie civil, mats des éoliennes, supports de panneaux PV, câblages, travaux de construction et montage, etc.) qui mobilisent beaucoup de main-d'œuvre nationale et ont une faible productivité, ont très peu de chances de baisser. On les gardera donc constants.

#### a) Hypothèses d'évolution des coûts de l'éolien terrestre

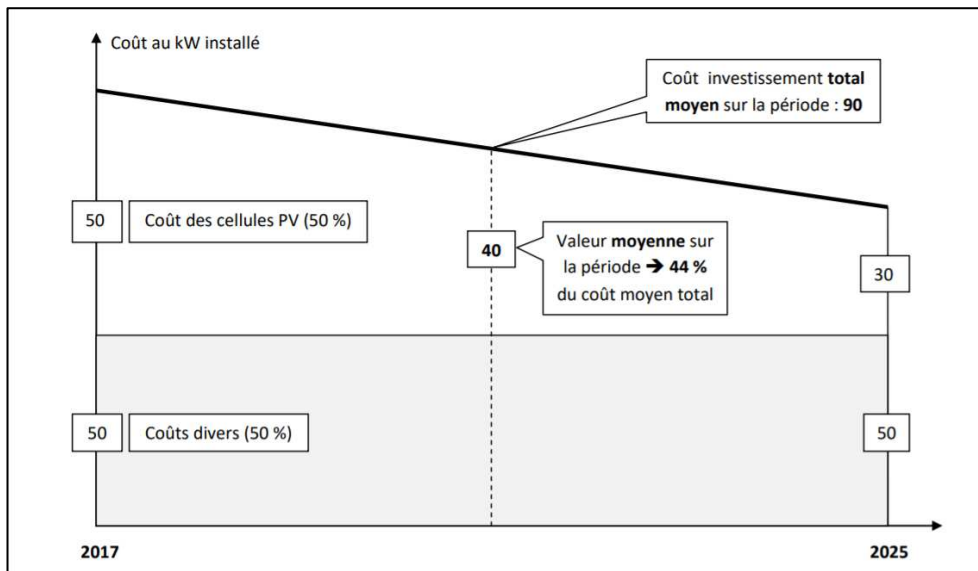
Les parties actives importées (nacelles et pales) sont supposées baisser de 20 % d'ici 2025 en monnaie constante.



Si l'on retient cette hypothèse, la baisse du coût des matériels importés de 20 % entre 2017 et 2025 conduirait à une baisse moyenne sur la période 2017 – 2025 de : - 10 % pour les coûts des matériels importés, qui représentent donc en moyenne 73 % du coût d'investissement total, - 7,5 % pour les coûts d'investissement globaux et donc aussi pour les coûts de production en première approximation, qui passeraient respectivement à  $1,45 \times 0,925 = 1,34 \text{ Mds €/GW}$  et  $72 \times 0,925 = 67 \text{ €/MWh}$

#### b) Hypothèses d'évolution des coûts du PV

Les parties actives importées (cellules PV) sont supposées baisser de 40 % d'ici 2025 en monnaie constante.



Si l'on retient cette hypothèse, la baisse du coût des matériels importés de 40 % entre 2017 et 2025 conduirait à une baisse moyenne sur la période 2017 - 2025 de :

- - 20 % pour les coûts des matériels importés, qui représentent donc en moyenne 44 % du coût d'investissement total,
- - 10 % pour les coûts d'investissement globaux et donc aussi pour les coûts de production en première approximation, qui passeraient respectivement à  $1,62 \times 0,9 = 1,46$  Mds €/GW et  $136 \times 0,9 = 122$  €/MWh

#### c) Coûts corrigés des baisses supposées retenus dans l'étude

Pour simplifier les calculs, ce sont ces valeurs moyennes corrigées des hypothèses de baisse qui ont été retenues dans l'étude.

### **1.3. Coûts et rendements moyens de production au gaz (Estimations hors Réf. [9])**

Il s'agit des cycles combinés au gaz et des turbines à combustion au gaz, supposés construits en France (pas d'impact sur la balance commerciale) et dont les coûts d'investissement sont supposés rester stables sur la période (potentiel de baisse déjà acquis). Par contre, le prix de marché du CO<sub>2</sub> est supposé augmenter d'environ 5 €/T actuellement à 50 €/T en 2025, ce qui renchérit les coûts de production de  $(50 - 5) \times 0,36 = + 16$  €/MWh pour les CCG et  $(50 - 5) \times 0,54 = + 24$  €/MWh pour les TAC. En résumé :

- Cycles combinés au gaz :
  - Rendement : Maximum 60 % - Opérationnel (compte tenu des démarrages/arrêts fréquents) :  $0,6 \times 0,9 = 54$  %
  - Coût d'investissement : 1 100 €/kW installé = 1,1 Mds €/GW \* Coûts de production : 70 €/MWh actuellement et 86 €/MWh en 2025
- Turbine à combustion au gaz :
  - Rendement : Maximum 40 % - Opérationnel (compte tenu des démarrages/arrêts fréquents) :  $0,4 \times 0,9 = 36$  %
  - Coût d'investissement : 850 €/kW installé = 0,85 Mds €/GW
  - Coûts de production : 170 €/MWh actuellement et 194 €/MWh en 2025

### **1.4. Surcoûts systémiques dus à l'introduction de l'éolien et du PV dans les réseaux**

Ils incluent les surcoûts des : moyens d'appoint/secours devant rester disponibles en permanence, renforcements et gestion des réseaux, stockages/déstockages nécessaires, etc. On trouve dans la littérature (Réf. [12], [13] et [14]) des estimations des surcoûts, qui pour la France sont, en fonction du taux de pénétration des EnRi, de l'ordre de (en €/MWh).

#### a) Surcoûts des moyens de secours (back-up) :

- Pour l'éolien (terrestre et en mer) : 8 à 9 pour respectivement 10 et 30 % de taux de pénétration,
- Pour le PV : 19 à 20 pour respectivement 10 et 30 % de taux de pénétration,

**b) Surcoûts de rééquilibrage des fluctuations des réseaux :**

- pour l'éolien (terrestre et en mer),
- pour le PV : 2 à 5 pour respectivement 10 et 30 % de taux de pénétration,

**c) Surcoûts de renforcement des réseaux (les coûts des raccordements étant déjà inclus dans les coûts ADEME) :**

- Pour l'éolien terrestre : 3,5
- Pour l'éolien en mer : 2
- Pour le PV : 6

**d) Synthèse retenue :**

La moyenne des surcoûts ci-dessus, pour un taux de pénétration compris entre 10 et 30 % s'établit en valeurs arrondies à environ :

- 15 €/MWh pour l'éolien (terrestre et en mer) dont environ 9 pour le back-up et 6 pour le réseau
- 29 €/MWh pour le PV dont environ 20 pour le back-up et 9 pour le réseau

Deux remarques complémentaires peuvent être faites :

- Ces surcoûts sont à la charge d'entités différentes :
  - Les surcoûts des moyens de secours (back-up) sont essentiellement à la charge des producteurs non EnRi, la rémunération de capacité qu'ils reçoivent n'en couvrant qu'une faible part,
  - Les surcoûts de rééquilibrage des fluctuations des réseaux ainsi que les renforcements des réseaux sont dans un premier temps à la charge des gestionnaires de réseaux, mais viennent ensuite augmenter le montant du TURPE payé par les consommateurs.
- D'autres surcoûts, non pris en compte ici, sont dus aux effets de marché : ils sont également à la charge des producteurs d'électricité non EnRi qui subissent deux effets dus à l'injection prioritaire d'électricité intermittente dans les réseaux : l'éviction d'une partie de leur production et surtout la chute des prix de marché en cas de surplus inutilisables ou plus couramment de simple profusion d'électricité intermittente qui ne coûte rien à leurs producteurs, l'écart au prix de marché étant subventionné.