

# **Transition énergétique et mix électrique : les énergies renouvelables peuvent-elles compenser une réduction du nucléaire ?**

Dominique Grand, Christian Le Brun, Roland Vidil

***Réduire de 75 à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2030 constitue l'un des piliers du programme de transition énergétique défendu par le gouvernement français. Atteindre cet objectif suppose une forte croissance de la production des énergies renouvelables, mais qui ne sera pas suffisante pour remplacer la production manquante d'électricité compte tenu des difficultés de stockage des productions émanant de l'éolien et du solaire. Il serait donc indispensable de construire des centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles au prix d'un fort accroissement des émissions de CO<sub>2</sub>, en contradiction donc avec l'autre objectif de la future loi de programmation énergétique.***

Le débat sur la transition énergétique en France met en avant une réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité et une montée de la part des énergies renouvelables intermittentes : éolien et solaire. Dans quelles conditions le fonctionnement d'un tel système est-il possible? Pour répondre à cette question, une méthodologie développée pour l'Allemagne a été adaptée à la situation française. La consommation et les productions d'électricité enregistrées en temps réel en France au cours de l'année 2012 ont été transposées à un mix énergétique représentatif des scénarios envisagés pour 2030. La comparaison du besoin à la réalité de la production des Énergies renouvelables intermittentes (EnRi) est réalisée à partir des monotones de charge, fonctions qui informent sur les niveaux de puissance électrique et leur durée.

L'étude retrouve bien le résultat déjà connu selon lequel, sans moyen de stockage nouveau pour l'électricité, le développement des EnRi a deux conséquences : le besoin de centrales thermiques à combustibles fossiles qui pallient

à leurs périodes de sous-production ; la formation d'un surplus sans usage dans les périodes de surproduction. Mais l'étude va plus loin puisqu'elle permet de préciser ces deux effets, de quantifier les investissements en moyens techniques pour obtenir les puissances installées nécessaires, de déterminer les niveaux et la répartition annuelle des productions d'électricité qui en résulteraient. En faisant varier la répartition des investissements entre les EnRi et le thermique fossile, elle fournit des premiers éléments en vue de dégager un mix qui limite les inconvénients environnementaux (augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>) et socio-économiques (coût et surfaces au sol nécessaires).

Le gouvernement français a engagé un processus public et législatif afin de définir les orientations énergétiques du pays pour les décennies à venir, dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique<sup>1</sup>. À la question première du changement climatique et de la

1. Débat national sur la transition énergétique (2013) <http://www.transition-energetique.gouv.fr>

réduction des émissions de gaz carbonique, se sont ajoutées plusieurs autres questions, notamment : la consommation d'énergie, l'efficacité énergétique, la part du nucléaire et celle des renouvelables. Les réponses à ces dernières questions peuvent avoir des conséquences très variées sur l'émission de gaz carbonique, ainsi que sur l'indépendance énergétique du pays et l'économie de l'ensemble.

Des scénarios, établissant des trajectoires pour les décennies à venir, sont proposés dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique. La plupart prennent pour hypothèse que la part du nucléaire dans la fourniture d'électricité devrait passer de 75 à 50 % à l'horizon 2030. Simultanément, les énergies éoliennes et solaires croîtraient pour limiter la part des combustibles fossiles émetteurs de CO<sub>2</sub> qui devraient compenser cette diminution.

À partir de ces hypothèses, nous allons évaluer la faisabilité technique d'un système électrique qui doit gérer l'intermittence des énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire. Pour la méthode, nous nous sommes appuyés sur la publication pionnière de F. Wagner consacrée à l'Allemagne<sup>2</sup>. L'effort important d'introduction des énergies éolienne et

photovoltaïque en Allemagne justifie que la première étude soit venue de ce pays. Elle étudie les conséquences d'une forte contribution de ces énergies intermittentes sur le pilotage du système électrique. Nous conduisons une même démarche pour la France à partir des données françaises mises à disposition par RTE (Réseau de transport d'électricité), car l'exploitation de ces données pour construire des scénarios prospectifs 2030 n'a pas été faite à notre connaissance.

## 1. Profils de consommation et production de l'électricité en 2012

Le site de RTE<sup>3</sup> donne la puissance électrique consommée et les puissances produites par les différentes sources (nucléaire, hydraulique, éolien, gaz, ...) dans un fichier réunissant les valeurs enregistrées sur le réseau à intervalle d'une demi-heure. La figure 1 montre ces valeurs de puissance dans une échelle verticale donnée en gigawatt (GW). L'axe horizontal est le temps de l'année 2012 où les mois sont indiqués.

2. F. Wagner, "Feature of an electricity supply system based on variable input", Max Planck Institute for Plasma Physics IPP 18/1 September 2012.

3. Réseau de Transport d'Électricité. Données définitives pour 2012 des puissances électriques consommées et produites enregistrées sur le réseau toutes les demi-heures. <http://www.rte-france.com/en/sustainable-development/eco2mix/downloading-data>

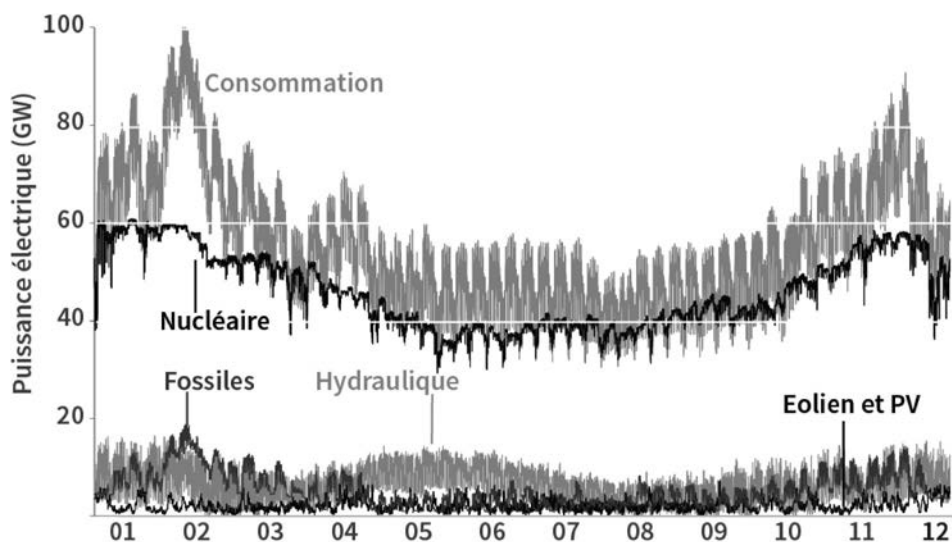


Figure 1. Historique des puissances électriques en 2012

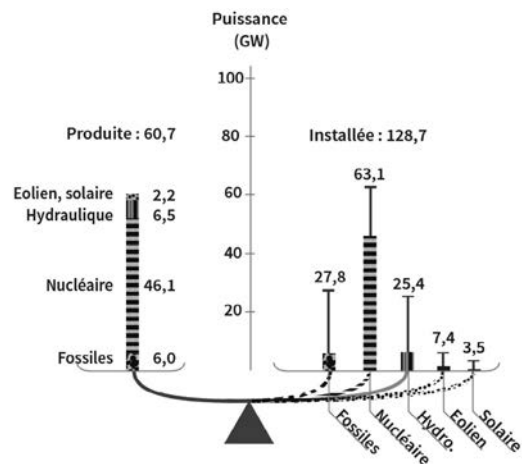
La consommation présente des fluctuations de nature quasi-périodique avec plusieurs périodes superposées. La période annuelle est marquée par un pic en hiver et un creux en été. Le pic d'hiver, ici courant février, constitue un passage critique pour la capacité des moyens de production et du réseau. En 2012, il avait atteint un record historique de 102 GW. Les fluctuations plus rapides marquent les rythmes quotidiens et hebdomadaires. Cette évolution annuelle de l'électricité en France est tout à fait comparable à celle de l'Allemagne<sup>4</sup>.

La production est la somme des apports des différents moyens, complétée au besoin des échanges avec les pays voisins. Elle doit éga-ler à tout instant la consommation car l'élec-tricité ne se stocke pas en quantité. La plus grande part est fournie par le nucléaire qui assure 75 % de la production. Les autres pro-ductions se situent à un niveau inférieur. C'est d'abord l'hydraulique complétée du pompage qui fournit au maximum au printemps et en début d'hiver et présente des fluctuations heb-domadaires fortes car elle est la plus souple et la plus utilisée pour adapter sa production à la demande. Ensuite, les productions thermiques (gaz, pétrole et charbon) sont surtout sollici-tées pendant le pic d'hiver. C'est alors que la production électrique est la plus émettrice de CO<sub>2</sub>. Enfin viennent la production des énergies intermittentes, les apports de l'éolien et du so-laire PV ayant été additionnés dans une courbe de production qui fluctue suivant les condi-tions météorologiques et les périodes diurnes.

## 2. Bilan et monotone : des outils pour l'évaluation

Le bilan annuel est un moyen de donner en quelques chiffres un autre aperçu de la consommation et de la production d'électricité. Il est illustré dans la figure 2 pour cette même année 2012. Un peu d'explication est néces-saire pour cette présentation nouvelle qui faci-lite les comparaisons.

La grandeur de référence est la puissance mesurée en gigawatt. Elle est repérée par l'axe vertical qui partage la figure en deux.



**Figure 2. Bilan électrique de la France sur l'année 2012**

La moitié gauche présente la production française d'électricité. La puissance produite en moyenne sur l'année s'élève à 60,7 GW et est représentée par la hauteur de la colonne. Cette puissance moyenne multipliée par les 8 760 h de l'année standard donne le total des 532 TWh produits dans l'année<sup>5</sup>. La production est la somme de celles des quatre sources : fossiles (6 GW ou 9,9 %), nucléaire (46,1 GW ou 75,8 %), hydraulique (6,5 GW ou 10,7 %), cumul éolien et solaire PV (2,2 GW ou 3,6 %).

La moitié droite précise le fonctionnement de ces sources, en indiquant non seulement leurs productions mais aussi les puissances installées qui ont permis cette production. Les productions sont les mêmes segments qui constituaient la colonne de gauche. Les puissances installées sont les piliers verticaux coiffés d'un trait et surmontés des chiffres des puissances installées : 27,8 GW pour les fossiles, 63,1 GW pour le nucléaire, 25,4 GW pour l'hydraulique, 7,4 GW pour l'éolien et 3,5 GW pour le solaire et un total de puissance installée des sources additionnées de 128,7 GW. Le rapport entre la puissance moyenne produite et la puissance installée est le facteur de charge que la figure illustre pour chaque type d'installation. Plus la production moyenne se

4. Voir note 2.

5. Les effets d'arrondi expliquent l'écart de 0,1 GW entre la valeur approchée de la production totale (60,7 GW) et la somme des valeurs approchées de production des sources (60,8 GW).

rapproche de la puissance installée, plus haut est le facteur de charge.

Le graphique se présente sous forme de balance pour indiquer la nécessité de toujours équilibrer la production à la consommation, en l'absence de moyen de stockage de l'électricité (autres que les stations de pompage déjà prises en compte dans l'hydraulique)<sup>6</sup>. Ainsi le plateau gauche de la balance porte la production française qui a été, au final, consommée par nous et nos voisins (puisque'il y a un solde exportateur valant à peu près 9 % de la production). Le plateau droit porte les productions individualisées des sources d'électricité avec leurs tailles maximales, ou puissances installées. La charge pour le système électrique (réseau et sources d'électricité) est d'assurer l'équilibre de la production apportée par les sources (plateau droit) à la production juste nécessaire à la consommation (plateau gauche).

Mais cette présentation du bilan annuel ne montre pas un phénomène majeur pour l'électricité illustré par la figure 1 : les fortes variations des puissances au cours de l'année. Une courbe est capable de représenter en partie les variations temporelles de puissance : la monotone de puissance utilisée régulièrement par les électriciens. Elle résulte d'un traitement statistique simple des données : les valeurs de puissance enregistrées pour chaque demi-heure de l'année sont réarrangées suivant un ordre décroissant. Dans cet arrangement, la première valeur de la série est la puissance la plus élevée de l'année, vient ensuite la puissance immédiatement inférieure et ainsi jusqu'à la fin de la série de valeurs. L'axe horizontal couvre ainsi la durée de l'année et les intervalles d'une demi-heure s'y succèdent suivant l'ordre des puissances décroissantes et non plus suivant l'ordre chronologique.

Nous retrouvons ce type présentation avec les notes des élèves d'une classe lorsqu'au lieu d'être présentées par ordre alphabétique, elles

sont par ordre décroissant ; c'est l'équivalent de la monotone qui est présentée ici.

La figure 3 présente la monotone de la production. La puissance est portée par l'axe vertical. Les enregistrements se succèdent suivant l'ordre décroissant et leurs durées s'accumulent suivant l'axe horizontal qui mesure une durée en fraction de l'année. La figure retient donc une partie de l'information de l'évolution temporelle de la puissance, sans la complexité de la série chronologique de la figure 1. L'aire sous la courbe, produit de la puissance par le temps, mesure l'énergie produite. Elle est égale à l'aire du rectangle de hauteur égale à la puissance moyenne de 60,7 GW (soit 532 TWh/an).

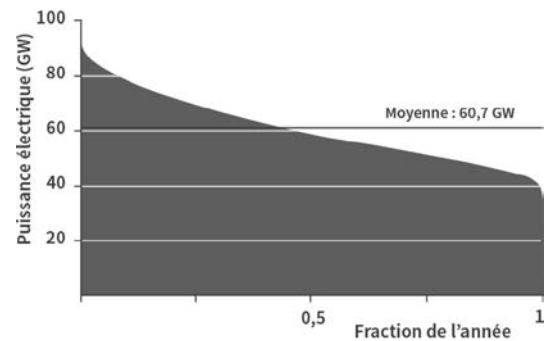


Figure 3. Monotone de la production de l'année 2012

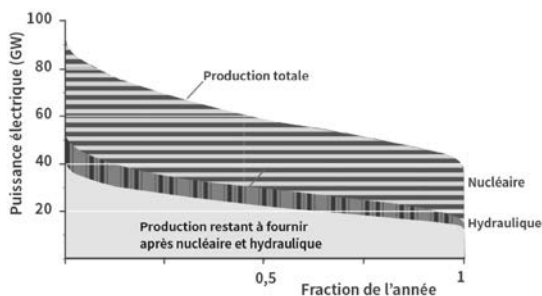
### 3. Analyse d'une configuration où la production des énergies renouvelables égalerait la moitié de la production électrique

Supposons à présent que la part du nucléaire dans la production d'électricité soit ramenée à 50 % du total et que la production d'électricité soit la même qu'en 2012. Il est raisonnable de penser que la consommation ne change pas beaucoup car les usages nouveaux de l'électricité (véhicules électriques et TIC) égaleraient, voire surpasseraient les économies d'électricité pouvant être faites. De plus, la production hydroélectrique et le pompage resteraient au niveau actuel, peu de sites nouveaux restant à exploiter. Il en serait de même de l'électricité issue de la biomasse ou des déchets, d'ailleurs faible (0,1 % en 2012) car le développement de la biomasse sera prioritairement consacré à la

6. RTE Bilan électrique 2012 pour les données du bilan, principalement, puissances installées (p. 23). Les valeurs des productions et consommation moyennes annuelles sont obtenues en moyennant les valeurs précédentes sur l'année. [http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque\\_docs/vie\\_systeme/annuelles/Bilan\\_electrique/RTE\\_bilan\\_electrique\\_2012.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/RTE_bilan_electrique_2012.pdf)

production de chaleur et aux carburants pour les transports.

Ces hypothèses conduisent à appliquer une réduction d'un tiers sur la puissance de la production nucléaire enregistrée en 2012 par RTE (passage de 75 à 50 %) et à laisser inchangée celle de hydraulique<sup>7</sup>. Ceci donne, dans cette nouvelle configuration, les séries historiques des puissances qui sont ensuite traitées statistiquement pour obtenir les monotones de la figure 4.



**Figure 4. Monotone de la charge à fournir par EnRi et fossiles**

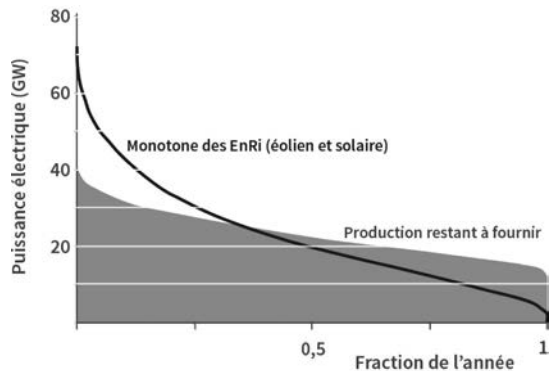
Dans cette figure, on observe du haut vers le bas :

- la monotone de la production totale, maintenue au niveau de 2012 qui doit équilibrer la consommation interne et la part exportée,
- l'apport du nucléaire ramené à 50 % de la production électrique,
- l'apport de l'hydraulique égal à celui de 2012,
- la monotone de la production restant à satisfaire après déduction des apports du nucléaire et de l'hydraulique.

C'est cette dernière part de production que doivent remplir les énergies que nous n'avons pas encore comptabilisées: éolien et solaire (regroupées dans le terme d'énergies renouvelables intermittentes ou plus brièvement EnRi) ainsi que les énergies fossiles. Afin de minimiser le recours aux énergies fossiles, il conviendrait que les EnRi assurent intégralement la production restant à fournir, soit une puissance moyenne sur l'année de 23,2 GW (201 TWh/an). L'apport actuel des EnRi se monte à 2,2 GW (19 TWh/an). Pour obtenir la cible visée, il faut

7. La production des EnR thermiques (déchets et biomasse), petite devant les autres, sera comptabilisée dans le reste de la production.

multiplier les puissances produites en 2012 par le rapport 201/19, soit un facteur de l'ordre de 10. La figure 5 montre la monotone des productions cumulées éoliennes et solaires résultant de cette multiplication et la compare à la monotone de la production restant à fournir.

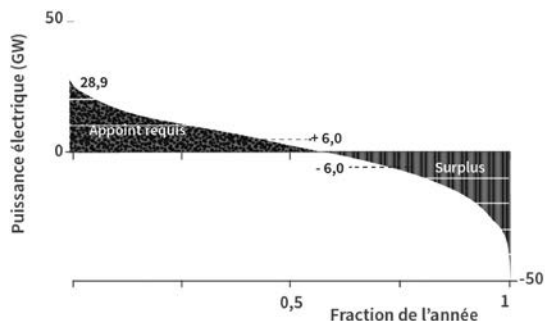


**Figure 5. Apport des EnRi à la production à fournir**

En vertu du choix que les EnRi apportent la quantité d'énergie annuelle restant à fournir, les deux courbes recouvrent des surfaces égales, mais leurs profils diffèrent nettement. La monotone des EnRi a une convexité marquée et décroît fortement, alors que la monotone de charge est rectiligne sur l'essentiel de son étendue et décroît modérément. Cette observation montre que la production des EnRi ne peut satisfaire à elle seule le besoin et ce, d'autant moins qu'elle produirait une plus grande part de la production totale.

Pour mesurer les conséquences de l'intermittence des EnRi, nous déterminons à présent la charge qui reste pour les installations non encore prises en compte, une fois que la production des EnRi a été ajoutée à celle du nucléaire et de l'hydraulique. Pour cela, nous soustrayons, dans l'enregistrement chronologique, les trois productions citées (nucléaire, hydraulique et EnRi) de la production totale. La monotone présentée dans la figure 6 est déduite ensuite par le tri décroissant des valeurs de puissance.

Cette monotone est celle des moyens qui restent à déployer pour obtenir l'équilibre de la production à la consommation, après avoir pris en compte tous les moyens de production prioritaires qui se trouvent être ceux qui



**Figure 6. Monotone résultante après apport des EnRi**

n'émettent pas ou peu de CO<sub>2</sub> en fonctionnement : nucléaire et renouvelables. La monotone part d'une valeur maximale de 28,9 GW, elle reste positive sur une bonne moitié de l'année puis plonge en négatif jusqu'à -50 GW.

Dans la partie positive de la monotone, il s'agit de produire le besoin non couvert. C'est l'appoint requis qui ne peut venir que des centrales à combustibles fossiles, la seule source existante à n'avoir pas déjà été prise en compte. La puissance requise doit aller jusqu'à 29 GW.

Dans la partie négative, il s'agit au contraire de « consommer » une production excédentaire qui peut atteindre 50 GW. Idéalement, cela pourrait être fait par des moyens de stockage qui absorberaient le surplus quand il se produit et le remettraient dans le réseau lors des périodes de sous-production. Les barrages hydroélectriques de pompage-turbinage (STEP) sont les seuls stockages opérationnels à grande échelle. La plus grande installation en France, le barrage de Grand-Maison, a une puissance de 1,8 GW et assure à lui seul plus de la moitié de la capacité de stockage<sup>8</sup>. Tant qu'il n'y aura pas d'autre solution à grande échelle (ce qui, dans le cas favorable, peut prendre des décennies), la plus grande part du surplus ne sera pas utilisée et sera rejetée. Elle ne pourra pas non plus être utilisée de façon significative en Europe puisque les EnRi produisent de façon plutôt synchrone dans tous les États de l'Europe, ce qui est évident pour le solaire et constaté pour l'éolien<sup>9</sup>.

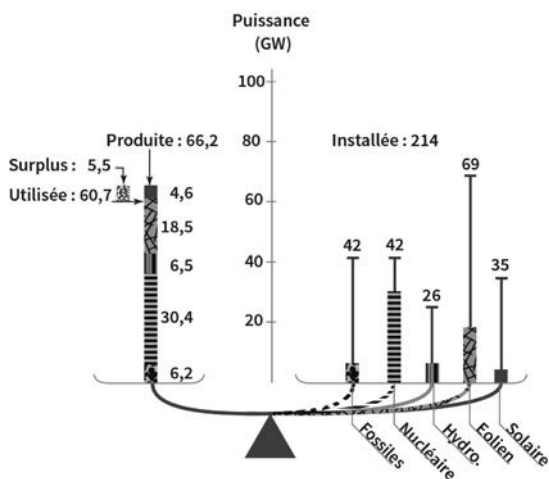
8. Le pompage, ou capacité à stocker, a atteint un maximum de 3,4 GW au cours de l'année 2012, d'après les enregistrements RTE.

9. H. Flocard et JP Pervès, intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest, mars 2012

#### 4. Bilan et aperçu des investissements nécessaires

Le bilan électrique de cette configuration est illustré par la figure 7. La moitié gauche montre la production des différentes sources qui se cumulent jusqu'à atteindre une production totale de 66,2 GW, moyenne sur l'année. La part utilisée (consommée en France et exportée) vaut 60,7 GW, il y a un surplus de production de 5,5 GW.

La partie droite précise les apports des sources et leurs puissances installées respectives. En comparaison de la situation pour 2012 (figure 2), la puissance installée et la production du nucléaire sont réduites d'un tiers, et les valeurs pour l'hydraulique sont inchangées.



**Figure 7. Bilan électrique de la France pour 50 % de nucléaire**

La réalisation de ce scénario mettant en priorité les énergies renouvelables demande la production de 23,2 GW de puissance moyenne qui est réparti en 20 % pour le solaire (4,6 GW) et 80 % pour l'éolien (18,5) suivant une optimisation présentée dans l'annexe de cet article<sup>10</sup>.

Les puissances à installer pour ces productions sont ensuite estimées à partir de la

(fig. 7) <http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf.../http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf/files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf>

10. Les erreurs d'arrondi expliquent l'écart de 0,1 GW entre le total des EnRi (23,2) et la somme des apports de l'éolien et du solaire (23,1).

connaissance de leur facteur de charge, défini ainsi : part de la puissance installée égalant le niveau de la puissance moyenne produite annuellement. Les facteurs de charge de l'éolien et du solaire dépendent essentiellement de conditions extérieures : soleil et vent. Enregistrés depuis 20 ans en Europe, ils se révèlent stables selon les statistiques d'Eurostat<sup>11</sup>. Adoptant pour le solaire le facteur de charge de 13 % mesuré en 2012, la fourniture de 4,6 GW sur l'année demande une puissance installée de 35 GW. Pour l'éolien, il faut distinguer entre éolien terrestre et maritime. Seul l'éolien terrestre a été déployé jusqu'à maintenant et il présente un facteur de charge de 24 %. Les projets d'éolien en mer affichent un facteur de charge prévu de 35 %. Retenant la répartition donnée par France Énergie Éolienne<sup>12</sup>, soit 73 % de la puissance installée pour l'éolien terrestre, le facteur de charge global est de 27 %. Dans ce cas, une puissance totale installée de 69 GW est nécessaire pour obtenir la puissance produite annuellement de 18,5 GW.

Comme le montrent les figures 6 et 7, il va manquer une production moyenne de 6,2 GW qui devra être fournie par des centrales à combustibles fossiles capables de gérer l'intermittence. La puissance installée doit être supérieure au maximum de puissance à produire (28,9 GW d'après figure 7) qui dépasse déjà la puissance installée actuelle (27,8 GW). En fait, la puissance installée devrait être portée à 42 GW si l'on veut conserver la marge de sécurité observée en février 2012 où les 27,8 GW installés avaient fourni 19,2 GW<sup>13</sup>. La puissance installée totale devra être de 214 GW alors

qu'elle est actuellement de 128,7 GW. Ceci demandera des investissements importants qui sont présentés maintenant.

Partant de valeurs de puissances à installer (35 GW en solaire, 69 GW en éolien terrestre et maritime et 42 GW en thermique), on peut donner une première estimation de l'occupation des sols nécessaire à l'implantation des installations ainsi que des investissements financiers pour leur construction. Le tableau 1 en donne le résultat. Les références de surface et de coût pour un gigawatt installé sont issues de trois installations réalisées ou en cours de projet en France : Mont des 4 Faux dans les Ardennes pour l'éolien terrestre, projet du banc de Guérande pour l'éolien maritime et centrale solaire de Toul Rosières. Pour la centrale thermique, c'est une estimation moyenne du coût entre centrale à gaz et à charbon.

**Tableau 1**

<b>Investissements nécessaires en terrain et en euros</b>				
	Éolien terre	Éolien mer	Solaire	Thermique
<i>Surface par GW installé (km<sup>2</sup>)</i>	142	80	32	0,32
<i>Coût par GW installé (G€)</i>	1,99	3,33	3,74	1
Puissance à installer	50	19	35	42
Surface (km <sup>2</sup> )	7 092	1 520	1 117	13
Coût (G€)	99	63	131	42
Coût total (G€)				335

Au coût de la totalité des moyens de production, on peut retirer la part déjà réalisée, environ le dixième, pour arriver à l'investissement nécessaire, soit 300 milliards d'euros. Mais il faudra ajouter à ce coût celui des lignes électriques à construire et du maintien à niveau en puissance et en sûreté du parc nucléaire restant ou à construire pour assurer la fourniture de 50 % de l'électricité. Les surfaces au sol approcheront 10 000 km<sup>2</sup> à comparer aux 12 000 km<sup>2</sup> de la région Île-de-France.

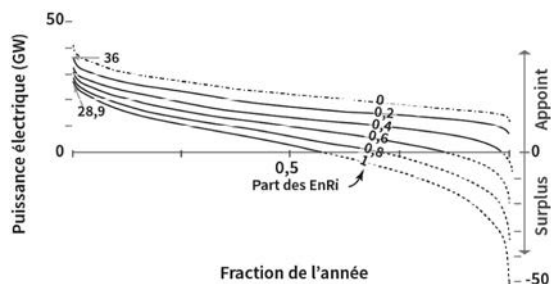
11. Voir sur le site <http://realisticenergy.info> dans l'article « Facteur de charge » une explication sur le facteur de charge et la visualisation des relevés d'Eurostat pour les différentes sources d'énergie en Europe.

12. France Énergie Éolienne, *Ambition éolien 2012*, [www.fee.asso.fr](http://www.fee.asso.fr), p. 5 indique 40 GW d'éoliennes terrestres pour une puissance éolienne totale de 55 GW.

13. Notons que ceci est proche, mais inférieur au résultat qui serait obtenu en appliquant la même méthode que le gouvernement allemand qui a décidé de compenser la puissance installée des centrales nucléaires arrêtées par une puissance installée égale de nouvelles centrales thermiques. Dans ce cas, pour les 21 GW de nucléaire arrêté, ce sont 21 GW de nouvelles centrales thermiques qui, s'ajoutant aux 27,8 GW existants, conduirait au total de 47,8 GW.

## 5. Étude paramétrique sur la part des renouvelables intermittentes

Au vu de ces chiffres, il est peut-être trop ambitieux de fixer pour objectif de produire avec les EnRi une quantité d'énergie annuelle égalant le besoin restant après les apports du nucléaire et de l'hydraulique. L'étude paramétrique suivante examine des situations où elles n'assureraient qu'une fraction du besoin plutôt que son intégralité.



**Figure 8. Charge restante suivant la part des EnRi**

La figure 8 illustre les monotones de la charge restante une fois retiré les apports du nucléaire, de l'hydraulique et des EnRi : production par les centrales fossiles dans la partie positive de l'appoint, stockage dans la partie négative du surplus. Elles constituent un réseau de courbes paramétrées par la part prise par les EnRi dans la production annuelle restant à fournir après les apports du nucléaire et de l'hydraulique. Cette part varie de 0 (courbe tracée avec des tirets pour la distinguer des autres car il s'agirait d'une situation déjà dépassée où il n'y aurait aucune production d'EnRi) à 1 (égalité de la production des EnRi à celle attendue, comme déjà vu dans la figure 6). Entre les deux, les monotones varient par intervalles (égaux à 0,2) de la part prise par les EnRi. Les parties positives des courbes représentent l'appoint à fournir par les combustibles fossiles pour compléter la production à hauteur du besoin. Les parties négatives montrent le surplus généré. Partant d'une part des EnRi de 0,2 (environ le double du niveau de production des EnRi en 2012), les monotones de la charge présentent une pente croissante. Dès la valeur de 0,4 de la part des EnRi, la monotone entre dans des

valeurs négatives. La production des EnRi est alors supérieure au besoin et génère un surplus. Celui-ci s'accroît avec la part d'EnRi.

La figure 9 présente deux graphiques donnant des résultats additionnels. La part prise par les EnRi y est portée suivant l'axe horizontal.

Le graphique de gauche concerne les EnRi. Les puissances installées de l'éolien et du solaire sont tracées dans la partie haute et la production résultante dans la partie basse. La répartition entre éolien et solaire dans la production des EnRi résulte d'une optimisation dont le principe et le calcul sont indiqués en annexe. Pour une part des EnRi comprise entre 0,2 et 0,6 inclus, l'éolien fournit 75 % de la production des EnRi et le solaire le reste avec 25 %<sup>14</sup>. Pour une part égale ou supérieure à 0,8, le solaire fournit 20 %. Cette différence de la part du solaire explique le décrochement de sa courbe de puissance installée entre 0,6 et 0,8.

La production totale des EnRi est donnée par la droite continue montante. Pour une part des EnRi supérieure à 0,4, il apparaît un surplus tracé en bas. En retranchant ce surplus de la production, on obtient la production des EnRi effectivement utilisée, s'il n'y a pas de moyen nouveau de stockage. Elle est représentée par la courbe tiretée qui s'éloigne de la production à partir de 0,4.

Le graphique à droite montre les caractéristiques des moyens d'appoint : les centrales à combustibles fossiles, qui sont nécessaires pour compenser la baisse d'un tiers du nucléaire et compléter la production des EnRi. La production est donnée par la courbe continue en bas. Le trait horizontal continu à 6 GW rappelle la production en 2012 et le trait tireté à 28 GW la puissance installée correspondante. Les puissances installées sont indiquées par la courbe tiretée qui part de 50 GW et décroît jusqu'à 43 GW. Les valeurs sont obtenues en utilisant la marge de sécurité sur le pic de charge indiqué à propos de la figure 7, sans dépasser 50 GW, valeur proche du remplacement de la puissance installée du parc nucléaire.

Le tableau 2 donne des résultats complémentaires sur les investissements nécessaires

14. La répartition entre les puissances installées de l'éolien terrestre et maritime est égale à celle précédemment choisie : 73 % à terre et 27 % en mer.



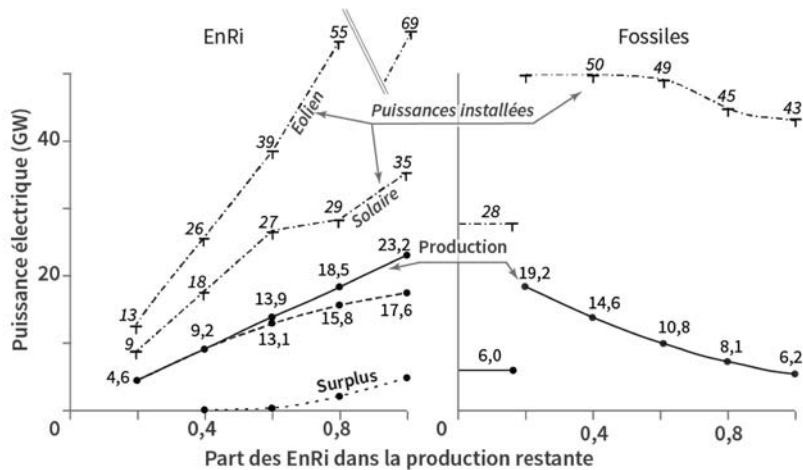


Figure 9. Productions et installations suivant part des EnRi

suivant le niveau d'EnRi, en étendue de terrains et en milliards d'euros, chiffres qui ne concernent que les seuls moyens de production, sans chiffrage du réseau et du maintien à niveau en puissance et en sûreté du parc nucléaire restant ou à construire.

## 6. Conclusions et perspectives

L'objectif de l'étude est de donner une première évaluation de contraintes physiques, financières et environnementales qui impacteront les scénarios présentés pour guider la transition énergétique. La plupart des scénarios envisagent à l'horizon 2030 une réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production électrique et un développement de l'éolien et du solaire. Pour évaluer les conséquences de ce choix sur la production et la fourniture d'électricité, nous en avons simulé les conditions par extrapolation des données enregistrées en 2012. Voici les résultats.

Tableau 2					
Investissements en terrain et en argent (émissions de CO <sub>2</sub> )					
Part d'EnRi	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Surface (km <sup>2</sup> )	1 932	3 849	5 765	7 832	9 777
Coût (G€)	114	178	242	283	336
CO <sub>2</sub> (Mt)	83	63	46	35	27

Pour illustrer les surfaces, on peut les comparer aux départements français dont les surfaces sont les plus proches de celles calculées : l'Essonne pour la part d'EnRi de 0,2 ; la Corse du Sud pour 0,4 ; l'Ain pour 0,6 ; les Pyrénées Atlantiques pour 0,8 ; la Gironde pour 1.

La dernière ligne du tableau indique les millions de tonnes du CO<sub>2</sub> émis par la production d'électricité, à comparer aux 29,5 Mt de 2012. Celle-ci est dépassée dans tous les cas, sauf pour la dernière colonne et est plus que doublée pour une part d'EnRi de 0,4<sup>15</sup>.

Les EnRi ne pourront pas remplacer seules la production manquante du nucléaire, tant qu'on ne peut pas stocker efficacement leurs productions intermittentes et désynchronisées de la consommation. Aux EnRi, il faudra ajouter des centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles qui permettent de combler les creux de production. Ainsi chaque arrêt d'un moyen nucléaire devra être compensé par un ensemble d'EnRi et de centrales thermiques dont la majeure partie est à construire.

Pour que les EnRi produisent, en moyenne sur l'année, l'équivalent de la production qu'il faudrait fournir en plus de l'hydraulique et du nucléaire à 50 %, il sera nécessaire de compter sur une puissance installée globale de toutes les énergies de 214 GW, largement supérieure aux 129 GW actuellement disponibles. La

15. En prenant comme hypothèse que le gaz (290 gCO<sub>2</sub>/kWh) assure 70 % de la production et le charbon (960 gCO<sub>2</sub>/kWh) le reste. Les contenus du kWh en CO<sub>2</sub> sont déduits de la source : RTE Réseau de Transport d'Électricité, Bilan électrique 2012, p. 21.

construction des nouveaux moyens (multiplication de l'éolien par 9, du solaire par 10 et des énergies fossiles par 2) entraîne une occupation des sols et un coût financier dont nous donnons une estimation approchée.

Les EnRi engendrent un surplus de production de 5,5 GW en moyenne sur l'année. Mais ce surplus varie fortement et peut présenter des pointes atteignant 50 GW. Ces valeurs élevées dépassent largement les moyens de stockage envisageables dans les 15 ans à venir. Le pompage et turbinage sur des sites d'hydroélectricité, seul moyen de taille, représentent une capacité inférieure à 10 % de ce qui serait nécessaire. L'aménagement de nouveaux sites rencontrera des résistances. Si des moyens alternatifs sont recherchés dans les laboratoires, leur invention, démonstration et déploiement industriel demandera du temps. En attendant, les EnRi devront être arrêtées pour éviter la production d'un surplus ou celui-ci devra être détruit ce qui pour le moment va à l'encontre de l'obligation d'achat

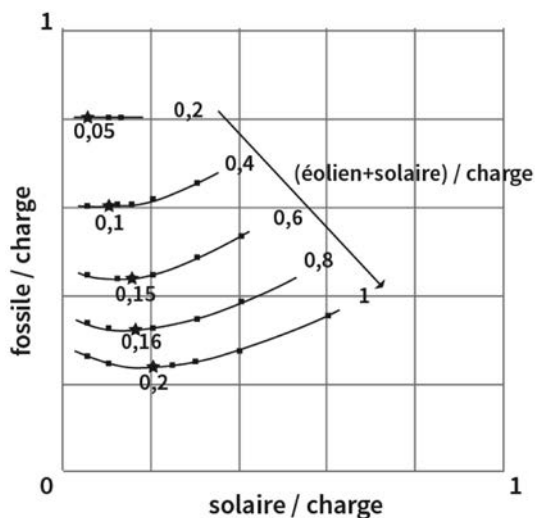
En vue de dégager d'autres configurations, nous avons réalisé une étude paramétrique où varie la part prise par les EnRi dans la production restant à fournir. Il semble que cette part ne devrait pas dépasser 40 % si l'on veut limiter les plus gros inconvénients. L'étude de F. Wagner pour l'Allemagne arrivait à une conclusion très proche.

Dans tous les cas, la construction de nouveaux moyens pour les énergies fossiles sera nécessaire afin de porter la puissance installée de 28 GW à 50 GW. L'utilisation de ces moyens va entraîner un fort accroissement de l'émission de CO<sub>2</sub> dans la production électrique française : 63 Mt de CO<sub>2</sub> ou plus d'un doublement par rapport à 2012 quand la part des EnRi vaut 40 %. Ceci rendra d'autant plus difficile l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Cette étude est restée dans le cadre de la proposition de diminution de la part du nucléaire à 50 %, d'autres études pourraient dans le même esprit tenter de trouver un optimum en laissant libres tous les paramètres de production et en choisissant les critères prioritaires à remplir (sécurité de la fourniture, diminution de l'émission de CO<sub>2</sub>, indépendance énergétique, minimisation des coûts,...). ■

*Annexe*  
**Obtention de la part du solaire dans la production des EnRi**

La partition entre éolien et solaire a été choisie suivant un critère : minimiser la production par les combustibles fossiles à chaque niveau d'EnRi retenu. La figure 10 présente les résultats d'une étude paramétrique où la partition entre solaire et éolien varie pour chaque niveau d'EnRi examiné dans l'article. L'axe horizontal porte la fraction de la charge assurée par le solaire. L'axe vertical porte la fraction de la charge assurée par la combustion de fossiles. Le résultat de l'étude paramétrique se présente sous forme d'un réseau de courbes paramétré par la fraction de la charge assurée par les EnRi (éolien et solaire) prenant les valeurs de 0,2 à 1 par intervalle de 0,2. Chaque courbe présente un minimum pour la production par combustibles fossiles, d'autant plus marqué que la part des EnRi est élevée. Les étoiles indiquent les minima et les valeurs de la part prise par le solaire dans la production. Ce sont ces points qui définissent les conditions des cas étudiés dans l'article. Ils correspondent à une part de 25 % dans la production des EnRi quand celle-ci est inférieure à 0,6 fois la charge et à 20 % pour 0,8 et 1, comme on peut le vérifier en divisant le rapport solaire/charge par le paramètre (éolien + solaire) / charge.



**Figure 10. Recours au fossile suivant le mix éolien et PV**