

Les points aveugles des scénarios de RTE

RTE a publié 5 scénarios supposés donner la possibilité de ramener la part du nucléaire dans le Mix français à 50% en 2035. Ces scénarios ont donné lieu à des synthèses largement diffusées. Ces synthèses présentent les Mix électriques et les émissions de CO₂ de chaque scénario. Elles ne traitent toutefois pas deux points importants :

- Ces scénarios garantissent-ils qu'à tout moment la production d'électricité sera suffisante pour faire face à la demande ? Question d'autant plus légitime qu'ils substituent au nucléaire, énergie pilotable, des Énergies Renouvelables Intermittentes (ENRi) comme l'éolien et le solaire photovoltaïque dont la production peut s'annuler en fonction des conditions climatiques ?
- Quels seraient les surcoûts éventuels de la mise en œuvre de ces scénarios en comparaison du maintien en l'état du système électrique actuel ? L'IFRAP, par exemple, a souligné et critiqué l'absence d'évaluation économique de ces scénarios¹.

¹ <http://www.ifrap.org/agriculture-et-energie/electricite-cinq-scenarios-zero-evaluation-economique>

Les scénarios RTE

Les scénarios proposés par RTE sont au nombre de 5 :

1. Le scénario Ohm atteint 50% de nucléaire dans le Mix électrique en 2035. Il augmente la production fossile et, donc, les émissions de CO₂. Les ENRi représentent 23% du Mix. Ses émissions de CO₂ sont très élevées ce qui le disqualifie. RTE lui-même semble l'avoir abandonné. Dans ce qui suit, nous le prenons toutefois en considération pour mémoire.
2. Le scénario Volt diminue sérieusement la contribution de la production fossile et diminue donc les émissions de CO₂. La proportion de nucléaire dépasse les 50% (56%) et la production associée reste élevée. La production totale d'électricité augmente significativement ainsi que les exportations d'électricité. La part des ENRi atteint 30% du Mix. C'est un scénario qui serait acceptable du point de vue de SLC à condition que les exportations soient possibles à un tarif couvrant les dépenses d'exploitation et d'amortissement, ce qui diminuerait les émissions de CO₂ chez nos voisins. Mais seulement à condition que nos voisins n'aient pas surproduction en même temps, ce qui sera souvent le cas. Nous verrons que ce scénario impliquera des surcoûts significatifs.
3. Le scénario Hertz limite la part du nucléaire à un peu moins de 50% (47%), augmente significativement la production fossile et, donc, les émissions de CO₂. Il porte la part des ENRi à 34% alors qu'il est assez généralement considéré que, sans système de stockage efficace, 30% est une limite à ne pas dépasser.
4. Le scénario Ampère limite la part du nucléaire à un peu moins de 50% (46%), diminue nettement la production fossile et, donc les émissions de CO₂, mais atteint une part des ENRi de 40%, une valeur très élevée. Il augmente considérablement les exportations. Avec les mêmes réserves que pour le scénario Volt, c'est un scénario qui pourrait être acceptable pour SLC, mais dont la charge sera lourde pour les ménages et les PME.
5. Le scénario Watt correspond à une sortie du nucléaire, dont la part est réduite à 11%, à court terme. La production fossile augmente significativement comme les émissions de CO₂. La part des ENRi atteint 60% et la consommation électrique totale diminue de 15% malgré la nécessité d'électrifier davantage la mobilité et la production de chaleur. Ce scénario est strictement inacceptable car il se traduirait par une forte augmentation des émissions de CO₂, non seulement dans le secteur électrique mais, aussi dans celui de la mobilité et du chauffage, sans parler de la climatisation des logements.

Le Maintien de la fourniture

EDF nous a habitués à une grande fiabilité de fourniture. La production éolienne est tributaire des conditions de vent que nous ne savons pas contrôler, la production solaire dépend de l'irradiation et s'annule donc la nuit. Le Tableau 1 donne les valeurs des puissances électriques installées en 2012 et 2017, d'une part, et celles des scénarios RTE en 2035, d'autre part. Toutefois, les puissances éolienne et photovoltaïque ne peuvent être garanties à tout moment. La puissance garantie du photovoltaïque est nulle en absence de stockage et les séries de la puissance éolienne données par RTE (éco2mix)² montrent que la puissance minimum disponible n'excède pas 0,5%³. RTE retient toutefois une valeur de très optimiste de 10% que nous gardons dans nos calculs. L'observation montre que la puissance garantie est de 93% pour le nucléaire, 85 % pour le gaz et le charbon, 75% pour le fioul et 65% pour l'hydraulique. Le Tableau 1 récapitule ces puissances nominales et garanties.

La puissance nominale en 2012 a permis de faire face au pic historique de demande de 102 GW⁴ observée le 8 février 2012. L'arrêt d'un certain nombre de centrales thermiques non compensé par la mise en œuvre d'une puissance contrôlable équivalente a diminué la puissance garantie à 91 GW en 2017. Il n'est donc pas sûr que le pic

² Eco2mix : <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

³ RTE retient une valeur nettement optimiste de 10% alors que les Allemands retiennent 0,5% et que le 20 octobre 2017 la puissance éolienne délivrée en France n'était que de 50 MW pour une puissance installée de 12380 MW. La valeur que nous retenons, celle de RTE, est donc outrageusement généreuse.

⁴ Il est, en effet, possible que la puissance disponible excède occasionnellement la puissance garantie.

de demande de 102 GW aurait pu être géré en 2017 sans délestage. Les puissances garanties des scénarios de RTE ne le permettraient certainement pas. Dans ces scénarios, les défauts par rapport à la situation actuelle et, plus encore, par rapport à celle de 2012 sont importants et clairement corrélés à la puissance pilotable - nucléaire et fossile - arrêtée, ainsi qu'on peut le voir sur les lignes 23 et 24 du Tableau 1.

| | 2012 | 2017 | Ohm | Volt | Hertz | Ampère | Watt |
|--------------------------------|------|------|-----|------|-------|--------|------|
| | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW |
| 3 Nucléaire | 63 | 63 | 41 | 55 | 39 | 48,5 | 8 |
| 4 Nucléaire garanti | 59 | 59 | 38 | 51 | 36 | 45 | 7 |
| 5 Hydro | 25 | 25 | 26 | 26 | 26 | 26 | 28 |
| 6 Hydro garanti | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| 7 Eolien | 7 | 13 | 30 | 40 | 40 | 52 | 52 |
| 8 Eolien garanti | 1 | 1 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| 9 PV | 4 | 8 | 24 | 36 | 36 | 48 | 48 |
| 10 PV garanti | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 Charbon | 8 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 Charbon garanti | 7 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 Fioul | 9 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 14 Fioul garanti | 7 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 15 Gaz | 11 | 12 | 24 | 12 | 22 | 12 | 33 |
| 16 Gaz garanti | 9 | 10 | 20 | 10 | 19 | 10 | 28 |
| 17 Fossiles | 28 | 19 | 31 | 16 | 26 | 16 | 37 |
| 18 Fossiles garanti | 23 | 16 | 26 | 13 | 22 | 13 | 31 |
| 19 biomasse | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 20 Puissance totale garantie | 99 | 92 | 84 | 85 | 79 | 80 | 60 |
| 21 Puissance totale nominale | 128 | 129 | 153 | 174 | 168 | 192 | 174 |
| 22 Puissance totale fatale | 11 | 21 | 54 | 76 | 76 | 100 | 100 |
| 23 Manque par rapport à 2012 | | 7 | 15 | 14 | 20 | 19 | 39 |
| 24 Puissance nucléaire arrêtée | | | 22 | 8 | 24 | 14,5 | 55 |

Tableau 1

Puissances des installations de production d'électricité des scénarios RTE et celles en fonction en 2012 et 2017

Les productions des scénarios RTE

| | 2017 | Ohm | Volt | Hertz | Ampère | Watt |
|---|-------|-------|--------|-------|--------|------|
| | TWh | TWh | TWh | TWh | TWh | TWh |
| nucléaire | 379,1 | 274 | 346 | 252 | 294 | 48 |
| hydro | 53,6 | 64 | 65 | 65 | 68 | 68 |
| éolien terrestre | 24 | 66 | 88 | 88 | 115 | 115 |
| éolien off shore | 0 | 16 | 29 | 29 | 47 | 47 |
| PV | 9,2 | 28 | 43 | 43 | 58 | 58 |
| fossile | 54,4 | 81,9 | 22,5 | 40,0 | 23,0 | 73,0 |
| Export | 46,30 | 73,88 | 160,50 | 46,00 | 134,04 | 8,01 |
| CO ₂ émis par le secteur électrique (Mt) | 18 | 42 | 9 | 19 | 12 | 32 |

Tableau 2

Principales productions électriques par source pour les scénarios RTE et la production en 2017

Le Tableau 2 compare les productions des scénarios RTE à la situation de 2017. Il est limité aux sources principales d'électricité. On constate une tendance claire à la baisse de la contribution du nucléaire et à la hausse des productions éolienne et photovoltaïque. L'évolution des émissions de CO₂ n'est clairement pas une priorité et les exportations jouent un rôle d'ajustement des productions intermittentes excédentaires en France, ou, au contraire pour compenser de faibles productions intermittentes de nos voisins.

Les coûts des scénarios RTE

Méthode de calcul.

À partir des productions données sur le Tableau 2, il est possible d'estimer le coût annuel de chacun des scénarios. C'est ce qu'a fait RTE. Pour obtenir une estimation du coût des scénarios, il faut, toutefois, plonger dans les 429 pages du Bilan Prévisionnel 2017. Et encore... il y a 5 variantes pour chaque scénario. Par ailleurs, il faut prévoir l'évolution des coûts des technologies d'ici 2035. Les hypothèses de calcul de RTE sont contestées par certains experts comme Henri Prévot⁵. Pour estimer le coût des scénarios de RTE et le comparer à celui du système électrique actuel de façon indiscutable nous utilisons la technique de translation temporelle par laquelle nous évaluons le coût des scénarios aux conditions actuelles et les comparons au coût du système actuel. On peut espérer que la hiérarchie des coûts sera ainsi respectée.

Le coût du nucléaire est celui de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) qui est le prix de vente qu'EDF doit facturer aux opérateurs alternatifs qui ont obtenu un droit de tirage sur l' « électricité nucléaire historique » pour leur permettre d'être compétitifs.

Pour l'hydroélectricité et les productions d'origine fossile (essentiellement celles fournies par les centrales au gaz), nous retenons les valeurs estimées par l'UFE (Union Française de l'Électricité)⁶ de 55⁷ et 61 €/MWh respectivement.

Pour l'éolien et le photovoltaïque, nous retenons les tarifs d'achat constatés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)⁸, soit 82 €/MWh pour l'éolien terrestre, 130 €/MWh pour l'éolien offshore⁹ et 180 €/MWh pour le photovoltaïque.

Compte tenu de ces coûts unitaires et des productions du Tableau 2, on obtient les coûts totaux présentés au Tableau 3 à la ligne 8. Les scénarios de RTE supposent l'arrêt prématuré de réacteurs nucléaires et de centrales à charbon et à gaz. La perte de revenu liée à l'arrêt des réacteurs est très légèrement diminuée des économies de combustibles. Par souci de simplification, nous ne tenons pas compte de cette réduction mais la compensons en ne tenant pas non plus compte de la perte de revenu liée à l'arrêt des centrales thermiques, les deux composantes se compensant approximativement. Le coût total des scénarios est alors présenté à la ligne 10 du Tableau 3.

| | 2017 | Ohm | Volt | Hertz | Ampère | Watt |
|--|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | Mds € | Mds € |
| 1 nucléaire | 15,9 | 11,5 | 14,5 | 10,6 | 12,3 | 2,0 |
| 2,25 hydro | 2,9 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| 3 éolien terrestre | 1,9 | 5,4 | 7,2 | 7,2 | 9,4 | 9,4 |
| 4 éolien offshore | 0,00 | 2,0 | 3,7 | 3,7 | 6,1 | 6,1 |
| 5 PV | 1,6 | 5,0 | 7,7 | 7,7 | 10,4 | 10,4 |
| 6 fossiles | 3,3 | 4,9 | 1,3 | 2,4 | 1,4 | 4,4 |
| 7 | | | | | | |
| 8 Total production | 25,6 | 32,3 | 37,9 | 35,1 | 43,1 | 35,8 |
| 9 Pertes d'exploitation | 0 | 4,4 | 1,4 | 5,3 | 3,6 | 13,9 |
| 10 Coût total | 25,6 | 36,7 | 39,3 | 40,4 | 46,7 | 49,7 |
| 11 Surcoût | 0 | 11,1 | 13,7 | 14,8 | 21,1 | 24,1 |
| 12 Surcoût % | 0 | 43 | 53 | 58 | 82 | 94 |
| 13 Surcoût moyen annuel par foyer € | 0 | 389 | 477 | 515 | 735 | 839 |
| 14 Emissions de CO ₂ du système électrique (Mt) | 18 | 42 | 9 | 19 | 12 | 32 |

Tableau 3
Estimation des coûts annuels des scénarios RTE comparés à ceux de l'année 2017

⁵ ... auteur de « Comment associer fiscalité carbone et rente de l'oligopole pétrolier ».

<http://www.editionstechnip.com/fr/catalogue-detail/2199/revue-de-l-energie-la-n-630-mars-avril-2016.html>

⁶ <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/couts-de-production-de-l-electricite-en-france>

⁷ Pour la « petite hydraulique », celle subventionnée comme renouvelable, la CRE en situe le coût autour de 70 €/MWh

⁸ Voir en annexe : la CRE, chaque année, somme les coûts d'achat des différentes énergies renouvelables (pour en déduire leur surcoût et ainsi calculer la taxe CSPE frappant toutes les consommations d'électricité). Ces coûts résultent de l'application des tarifs d'achat obligé, lesquels sont fixés par arrêtés ministériels.

⁹ Les premières Offres d'achat portaient un tarif de 220€/MWh, mais n'ont pas été retenues

La ligne 11 calcule le surcoût annuel des scénarios de RTE par rapport à 2017 et la ligne 12 les exprime en pourcentage du budget électrique de 2017. Les augmentations sont considérables, de 43 à près de 100%. Rapportés à un foyer français moyen, les surcoûts varieraient entre 390 et 840 euros par an¹⁰. On peut rapprocher ces montants de la fameuse réduction des APL de 60 euros par an....

Les surcoûts étant essentiellement liés aux achats des productions éolienne et photovoltaïque sur des contrats d'une durée de 20 ans, on voit que les engagements supplémentaires atteindraient entre 220 et 500 Mds d'euros, à rapprocher de la dette de la France de 2200 Mds d'Euros.

Un calcul alternatif

RTE chiffre le coût de ses scénarios par une méthode d'empilement des dépenses annuelles moyennées sur 5 ans¹¹. Les dépenses annuelles additionnent les investissements nouveaux (CAPEX) et les dépenses de fonctionnement (OPEX)

| 1 | Continuité (Henri Prévot) | Volt Mds € | Hertz Mds € | Ampère Mds € | Watt Mds € |
|----------------------------|------------------------------|---------------|----------------|-----------------|---------------|
| 2 RTE | | | | | |
| 2 Total dépenses annuelles | 13 | 24 | 26 | 29 | 29 |
| 3 Surcoût | 0 | 11 | 13 | 16 | 16 |
| 4 Perte d'exploitation | 0 | 1,4 | 5,3 | 3,6 | 13,9 |
| 5 Surcoût total | 0 | 12,4 | 18,3 | 19,6 | 29,9 |
| 6 Rappel surcoût translaté | | 13,7 | 14,8 | 21,1 | 24,1 |

Tableau 4 Estimation des dépenses annuelles des scénarios de RTE (par RTE) pour 2035 comparées au scénario « continuité » (par Henri Prévot)¹². On a ajouté pour rappel les surcoûts de la ligne 11 du Tableau 3

À quoi faut-il comparer ces valeurs pour savoir ce que les scénarios RTE vont coûter aux Français ? Clairement, à un scénario de « la continuité » dans lequel le Mix actuel serait conservé en maintenant la puissance nucléaire à 63 GW mais en n'augmentant pas celles de l'éolien et du photovoltaïque. Henri Prévot a utilisé la méthode de RTE pour ce scénario de la continuité et obtient alors une dépense annuelle totale de 13 Mds¹². Le Tableau 4 compare les dépenses annuelles totales des scénarios de RTE construits pour diminuer la part du nucléaire dans le Mix à 50%, au scénario « de la continuité » d'Henri Prévot. Dans ce cas on n'arrête pas de réacteurs et, donc, on n'en construit pas de nouveaux, tout en effectuant les investissements de « grand carénage » permettant de prolonger la vie des réacteurs jusqu'à 60 ans (comme cela se fait aux États-Unis). L'inconvénient de cette hypothèse est qu'elle conduit à des rythmes de renouvellement extrêmement élevés en fin de durée de vie du parc. Mais les sommes disponibles en comparaison des dépenses associées aux scénarios RTE sont telles qu'il deviendrait possible de financer un EPR chaque année, conduisant à un rythme de renouvellement idéal. Sur le Tableau 4, on peut constater que les évaluations des surcoûts annuels sont tout à fait compatibles dans les deux démarches, avec des valeurs comprises entre 12 et 25 Mds€/an.

Conclusion

Les scénarios de RTE sont construits pour amener la part du nucléaire dans le Mix électrique français à 50%. Ils ne modifient pas substantiellement les émissions de CO₂ de notre pays. Ils conduisent à un surcoût calculé sur 20 ans compris entre 220 et 500 Mds d'euros.

¹⁰ Et cela sans compter les frais de réseau supplémentaires dus au foisonnement des sources d'électricité. Pas très clair ...

¹¹ Les valeurs des coûts que nous avons retenues sont extraites des figures 6.9, 7.12, 8.10 et 9.16 du Bilan prévisionnel 2017.

¹² www.hprevot.fr/cout-scenarios-RTE.pdf

La question se pose de savoir si le jeu en vaut la chandelle. N'y a-t-il pas mieux à faire ? En particulier, ces sommes pourraient être consacrées à réduire les émissions de CO₂. Avec un coût de la tonne de CO₂ évitée de 100 €¹³, en maintenant le Mix actuel, les économies réalisées par rapport aux scénarios de RTE permettraient d'économiser entre 100 et 250 millions de tonnes par an (10 à 25 Mds d'€) alors que la France émet 400 millions de tonnes de CO₂ chaque année.

Remarques

Évolution des coûts unitaires

Une des difficultés avancées contre le maintien de la puissance nucléaire est que son coût augmente et que ceux de l'éolien et du photovoltaïque sont censés diminuer. Au moment de la création de l'ARENH, la CRE avait estimé que le coût du MWh produit par les réacteurs se situait entre 36 et 37 €/MWh. La valeur de 42 €/MWh a été choisie pour permettre à EDF de procéder à des investissements de sûreté et de prolongation. Le tarif de l'ARENH n'a pas changé depuis 2012. On ne peut s'appuyer sur le coût de l'EPR pour prévoir le coût du MWh nucléaire. Si le coût d'investissement de l'EPR est de l'ordre de 6500 €/kW celui de son homologue chinois est de 3500 €/kW. Si le coût de l'EPR ne se rapproche pas de celui de la Chine, les futurs réacteurs construits en France le seront par les Chinois comme le sont les panneaux photovoltaïques et, de façon croissante, les éoliennes.

Le prix de vente moyen du MWh éolien terrestre constaté par la CRE ne diminue pas sensiblement, comme on peut le voir sur la Figure 1. Le développement de l'éolien en mer conduira, au contraire, à une augmentation des coûts de l'éolien.

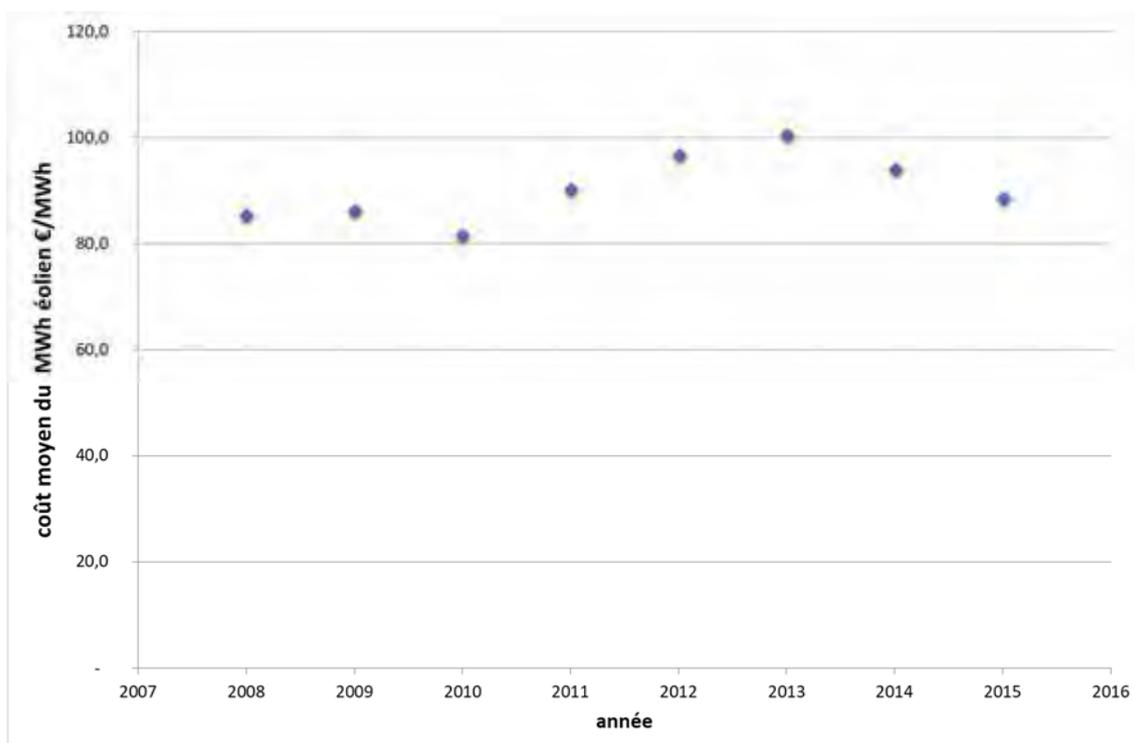


Figure 1
Évolution du coût constaté par la CRE entre 2008 et 2015
Ce coût d'achat n'intègre pas celui du raccordement au réseau

Le prix d'achat obligatoire moyen du MWh photovoltaïque a, lui, sensiblement diminué, comme on peut le voir sur la figure 2.

¹³ Valeur de la taxe appliquée par la Suède.

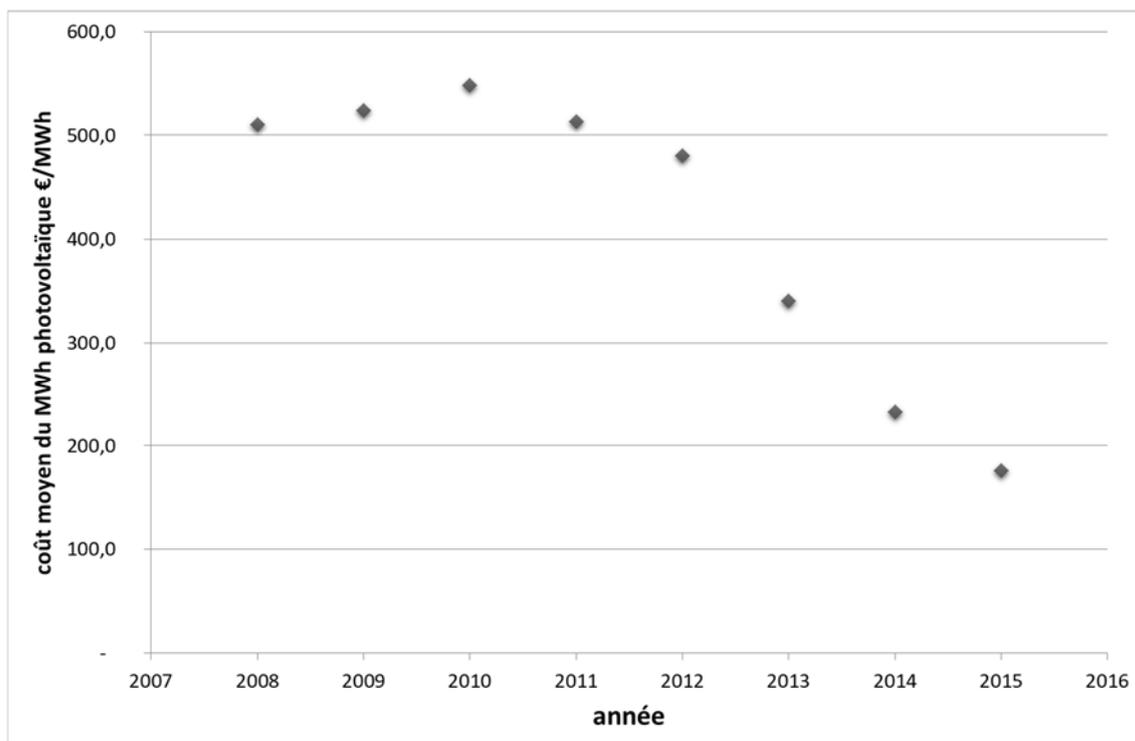


Figure 2 Évolution du coût du MWh photovoltaïque de 2008 à 2015

Mais ce coût reste élevé et, surtout, doit être accompagné d'un stockage sur au moins 24h si la production photovoltaïque doit représenter une part significative de la consommation d'électricité avec des périodes de production orthogonales à celle de consommation.

Le tour de passe-passe des exports-imports

Si les productions d'ENRi peuvent, occasionnellement, devenir extrêmement faibles et exiger une compensation par des puissances pilotables et disponibles, elles peuvent aussi dépasser largement les besoins de la consommation française. On voit ainsi à la ligne 22 du tableau 1 que la puissance nominale des ENRi des scénarios RTE peut atteindre 100 GW. Or les puissances nominales sont parfois presque atteintes. La consommation moyenne d'électricité française est de l'ordre de 50 GW. Il est donc clair que les productions ENRi à elles seules pourraient dépasser les besoins de l'hexagone. RTE suppose que la production excédentaire pourrait être exportée chez nos voisins au tarif de 70 €/MWh. Malheureusement les périodes de production éolienne ou/et solaire sont, pratiquement, les mêmes sur toute l'Europe car, globalement, les régimes météorologiques (anticyclone des Açores, perturbations de l'Atlantique Nord, par exemple) intéressent presque toute l'Europe simultanément. Les productions ENRi jouissant d'une priorité d'accès au réseau, leurs coûts marginaux sont très faibles et leur prix de revente en période de surproduction pourrait être extrêmement faible (si ce n'est négatif, comme on l'observe couramment en Allemagne d'ores et déjà). Les revenus annuels des exportations de 5 à 10 Mds d'euros prévus dans les scénarios de RTE seraient, en fait, plutôt proches de 0. Dès maintenant l'Allemagne exporte ses trop-pleins éoliens et photovoltaïques vers ses voisins qui n'en n'ont que faire, certains se protégeant d'ailleurs par des systèmes déphaseurs refoulant les MWh immigrés ...