

Evolution du mix électrique français : les actifs gaz au centre de la transition énergétique ?

Impact de la production intermittente sur
la filière gaz

Evolution du mix électrique français : les actifs gaz au centre de la transition énergétique ?

Impact de la production intermittente sur la filière gaz

Résumé

Le Grenelle Environnement a fixé un objectif de 23 GW de puissance éolienne et 5,4 GW de photovoltaïque à l'horizon 2020, RTE prévoit respectivement 32 et 18 GW en 2030. La définition de ces objectifs a amorcé une transition énergétique majeure en France. Le développement des énergies intermittentes n'est pourtant pas sans conséquence sur le reste du système électrique, techniquement et économiquement. En effet, l'intermittence de ces moyens de production nécessite le développement de capacités de back up qui viennent palier l'absence d'une production aléatoire et peu prévisible à plus d'un jour. D'un point de vue technico-économique, hors hydraulique de chute, les centrales de production au gaz (TAC et CCGT) sont considérées comme les capacités les mieux à même de gérer cette problématique (flexibilité, faibles émissions de CO₂). Cependant, l'avenir radieux promis aux actifs gaz fait aujourd'hui face à une toute autre réalité : un manque de rentabilité constaté ces dernières années, sur le marché français comme sur la plupart des marchés frontaliers. Pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique français, ce manque de rentabilité devra pourtant être comblé d'une manière ou d'une autre. Dans ces conditions, le subventionnement direct des capacités renouvelables risque de ne pas être le seul coût supporté par la collectivité nationale pour assurer la transition énergétique. Cette étude analyse les conséquences du développement des énergies intermittentes sur le système électrique français à l'horizon 2030, évalue les besoins de financement complémentaires qui devront être assurés par la collectivité et introduit la question des mécanismes les plus efficaces pour en limiter l'ampleur.

- 1. La rentabilité des actifs gaz a fortement chuté ces dernières années, paralysant les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités**

L'environnement économique de la production d'électricité à partir de gaz s'est récemment dégradé fortement, sous l'action conjuguée

d'un maintien du prix du gaz et la chute de celui de l'électricité. Ces conditions aboutissent aujourd'hui à un différentiel entre les revenus du marché et le coût complet des actifs (aussi appelé *missing money*) pouvant être estimé en 2011 à ~60 €/kW pour les cycles combinés (CCGT). Alors que de nombreux investissements ont été réalisés sur la période 2002-2009 (5,5 GW seront opérationnels en 2013), on observe un arrêt très marqué des décisions d'investissement sur la période 2009-2012. Près de 4 GW supplémentaires, ayant pourtant obtenus une autorisation d'exploitation¹, ont ainsi été annulés, laissant RTE envisager un problème d'approvisionnement d'ici 2016.

- 2. Paradoxalement, au moins 5 GW d'actifs gaz supplémentaires seront nécessaires d'ici 2030 pour assurer l'approvisionnement électrique**

Notre étude montre que, dans le « meilleur » des scénarios envisagés, a minima 5 GW supplémentaires de capacités flexibles seront nécessaires pour assurer l'équilibre du système. En effet, la capacité de production des éoliennes « garantie à 90% » est statistiquement très faible et ne représente aujourd'hui que 6-7% de la capacité installée du parc français. A horizon 2030, pour un parc anticipé de 32 GW éolien, ce capacity credit ne représenterait donc que 2 GW seulement. L'éolien ne participe donc quasiment pas à la sûreté de fonctionnement du système électrique, sûreté qui devra alors être assurée en partie par de nouveaux actifs gaz, faute de potentiel supplémentaire dans l'hydraulique de chute.

- 3. Cependant, si les conditions économiques ou réglementaires n'évoluent pas de manière très favorable, les actifs supplémentaires nécessaires risquent de ne jamais voir le jour**

Si les énergies intermittentes ne participent que très peu à la sûreté du système électrique

1) Programmation pluriannuelle des investissements 2009

et n'auront donc qu'une très faible valeur de capacité, elles produiront néanmoins une part importante de l'électricité au détriment des autres actifs de semi-base (typiquement les actifs gaz). Toutes choses égales par ailleurs, cette augmentation de la production fatale conduira à une diminution de la production des actifs de semi-base et, donc, de leur taux d'utilisation. Ce phénomène est appelé le merit order effect². Nos simulations du parc électrique à horizon 2030 montrent que, dans le cas d'un maintien³ du parc nucléaire et avec un niveau de consommation fondé sur le « scénario de référence » RTE (sans déformation de la courbe de charge actuelle), le taux d'utilisation⁴ des CCGT devrait se situer entre 20% à 25%. Les turbines à gaz auraient, quant à elles, un taux d'utilisation proche de zéro. A conditions économiques inchangées, cette sous-utilisation des actifs engendrerait à horizon 2030 une missing money qui pourrait atteindre 900 M€/an sur l'ensemble du parc français. Si les conditions réglementaires restent inchangées, ces nouvelles capacités, pourtant nécessaires, risquent de ne jamais voir le jour car elles ne seront pas rentables.

4. L'insertion des renouvelables engendre une perte de rente infra-marginale qui touche principalement les actifs nucléaires

Parallèlement à cette baisse du taux d'utilisation des actifs de semi-base et de pointe, le développement des énergies renouvelables sur le marché de l'électricité française devrait entraîner une baisse des prix de marché de près de 0,5% par GW supplémentaire d'éolien installé. Cela engendrerait une diminution de la rente infra-marginale (différence entre le prix de marché et le coût variable de chaque actif de production) de 0,8% par GW d'éolien supplémentaire. Cette baisse toucherait principalement les actifs nucléaires, qui subiraient 95% de la baisse en volume (€/an).

5. A horizon 2030, l'impact du développement des énergies intermittentes sur la filière gaz est estimée à 900 millions d'euros par an

L'ensemble des effets décrits créent donc une charge indirecte sur le reste du système électrique et singulièrement sur la filière gaz. Pour permettre la transition énergétique dans les conditions définies actuellement, aux 4 à 8 milliards d'euros par an de coûts associés aux

tarifs d'obligation d'achat des capacités éoliennes et solaires, ce sont 900 millions d'euros annuels supplémentaires qui devront être financés par les consommateurs ou les contribuables, à horizon 2030.

6. La limitation de l'ampleur de la facture globale passera par l'adoption d'un market design efficace économiquement et permettra de concilier sûreté du système électrique et objectif sur le mix de production renouvelable

La loi NOME prévoit la mise en place d'un marché de capacité qui aura pour objectif de rémunérer la missing money des actifs gaz (notamment) et d'envoyer les signaux nécessaires pour déclencher les investissements. Il devrait donc conduire à faire porter sur les consommateurs finals ces 900 millions d'euros annuels de charges supplémentaires pour financer les capacités de back-up. Cependant, ce mécanisme est destiné à assurer la sûreté de fonctionnement à la pointe. Il ne vise donc pas spécifiquement la question du financement des capacités de back-up et pourrait donc générer des investissements sous-optimaux. Sans attendre la mise en place de ce dispositif et l'analyse coûts-bénéfices, d'autres pistes doivent être envisagées pour rendre concurrentiels les back-ups, **tout en maintenant l'attractivité des investissements dans les capacités de production renouvelable**. Citons notamment les mécanismes suivants :

- Des appels d'offres organisés par les pouvoirs publics (comme cela vient de se faire en Bretagne)
- Une refonte du système de subventions : abandon d'un pur feed-in tarif pour passer à un système de paiement de capacité + une vente de l'énergie sur le marché
- Des incitations à l'insertion efficace des renouvelables en les sensibilisant aux coûts des écarts (incitation à une meilleure prévision de la production)
- L'augmentation des prix du CO₂ qui permettrait d'augmenter la rente infra-marginale de toutes les filières hors charbon (dans un marché français dont le prix est fixé par le charbon allemand)
- La création d'un marché des services systèmes, sur lequel les producteurs responsables des déséquilibres viendraient acheter ces services systèmes

2) En France, se pose également la question de la pression concurrentielle exercée par les cogénérations sur les CCGT alors que ces cogénérations sont également subventionnées.

3) Maintien de la capacité à 65 GW (EPR de Flammanville construit, pas de démantèlement non remplacé)

4) Le taux d'utilisation étant défini comme le ratio énergie annuelle produite sur l'énergie maximum productible

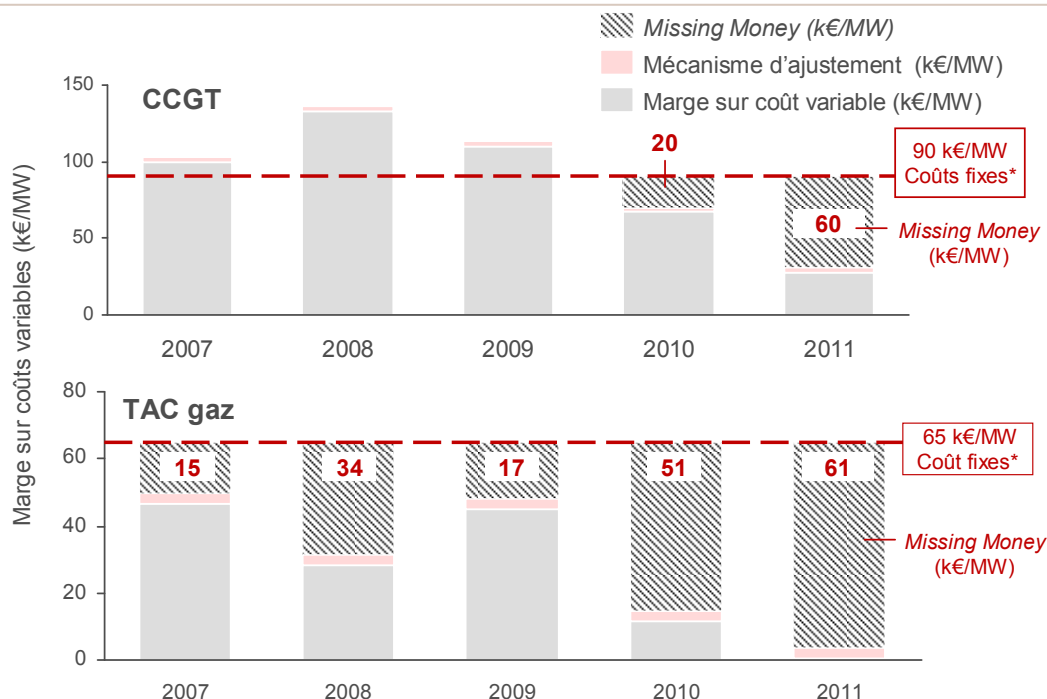
La rentabilité des actifs gaz a fortement chuté ces dernières années, paralysant les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités

Les actifs gaz font face à des coûts fixes d'investissement, d'exploitation et de maintenance élevés : de l'ordre de 90 €/kW/an pour une CCGT et 65 €/kW/an⁵ pour une turbine à combustion (TAC). Pour assurer la rentabilité des actifs, les revenus doivent logiquement compenser ces coûts et permettre de dégager une marge. Cependant, si les conditions économiques de 2007 à 2009 permettaient encore le dégagement d'une marge pour les CCGT, la rentabilité des actifs gaz a fortement chuté depuis. En effet, en 2008, alors que le prix *spot* de l'électricité avait atteint une moyenne annuelle de 69 €/MWh, en 2011, ce prix moyen a chuté à 49 €/MWh (baisse de la demande dû au climat et à la crise économique), et ce pour un prix du gaz étant resté relativement constant. Cette évolution économique explique l'apparition d'un manque à gagner substantiel pour les CCGT en 2011 (illustration 1). En ce qui concerne les TAC, les revenus du marché *spot*

sont, ces dernières années, bien en-dessous des coûts complets de production, ce qui explique les débats sur le marché de capacité.

La *missing money* des actifs de pointe, tels les turbines à gaz, n'est pas une nouveauté pour le marché électricité, et avait été à l'origine du groupe de travail Sido-Poignant sur la pointe. Cependant, elle touche dorénavant des actifs de semi-base tels des CCGT, ce qui est un fait très récent. Cette évolution de la rentabilité des CCGT est due à deux paramètres fondamentaux qui déterminent la viabilité de l'actif : le taux d'utilisation et la marge sur coût variable. Le taux d'utilisation dépend du nombre d'heures où le prix de l'électricité est plus élevé que le coût variable. Entre 2009 et 2011, il est passé de 72% à 44% en France. La marge sur coût variable dépend directement du *clean spark spread* (CSS), qui représente le différentiel entre le prix de l'électricité sur le marché et le coût variable de production, CO₂ intégré. Son évolution a été tout aussi négative, chutant⁶ de près de 24 €/

Illustration 1: Evolution historique de la marge sur coût variable d'une CCGT et d'une TAC



*) Coûts de construction, d'O&M, frais généraux, amortissement sur 25 ans; EUR/USD : 1,3; Taux d'actualisation à 8,3%.

- Mécanisme d'ajustement évalué à partir des données RTE sur la part du thermique sur cette activité.
- Marge sur coûts variables calculée à partir des marchés *spot* pour l'électricité, pour le gaz (prix moyen du contrat) et coûts CO₂ moyennés à partir de données *spot*, coûts de transport et de modulation gaz simulés.

Sources : RTE, BlueNext, GRTgaz, NREL, IEA, EDF, Poweo, EPEX, ATF TTF, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

5) Coûts de constructions et O&M : NREL; durée d'amortissement de 25 ans; taux d'actualisation de 8,3%

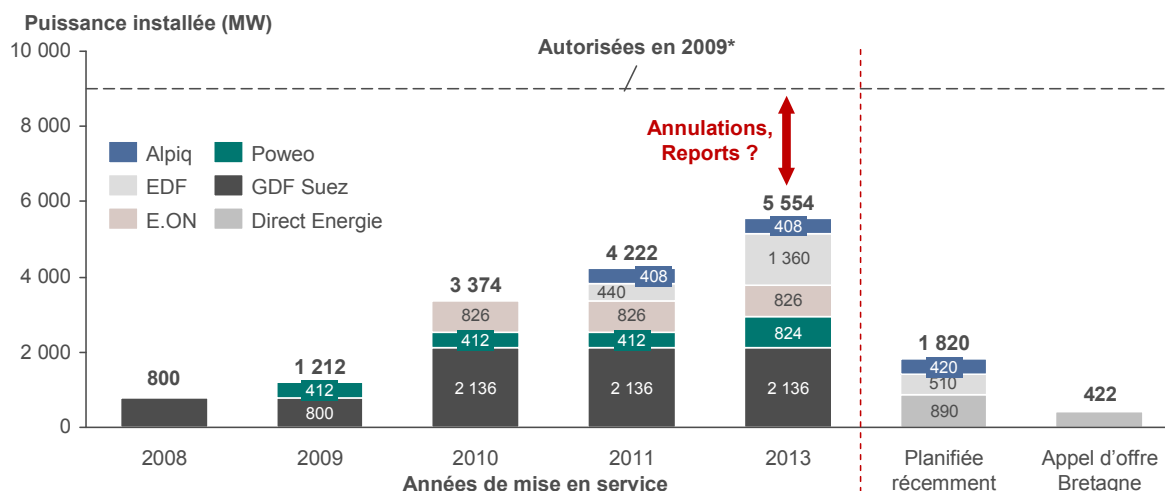
6) Calcul du *clean spark spread* basé sur l'écart PEG N quarter, EEX quarter et BlueNext quarter

MWh entre 2009 et 2011. A l'inverse, le faible prix du CO₂ (~7 €/t⁷ en 2012) et du charbon (~80 €/t⁸) a permis aux centrales charbon d'être compétitives et d'exclure encore un peu plus les centrales au gaz. La mise sous procédure de sauvegarde de la centrale de Pont-sur-Sambre en mars 2012, centrale mise en service en 2009 par Poweo, illustre concrètement les difficultés rencontrées par la filière.

La première CCGT a été mise en service en 2005, mais le véritable développement s'est

réalisé peu après 2008. Près de 9 GW avaient été autorisés dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements de 2009, mais 4 GW n'ont finalement pas vu le jour (Illustration 2). Depuis, 1,8 autres GW ont été planifiés, mais seuls les 510 MW de la CCGT d'EDF à Bouchain-2 sont pour l'instant en mesure de voir le jour⁹ et il faut considérer un temps de construction de 2 à 3 ans pour une CCGT. On constate donc un arrêt net des décisions d'investissements dans des actifs de gaz depuis 2010. Cet arrêt peut largement être expliqué par l'évolution des conditions économiques décrites sur l'illustration 1.

Illustration 2: Evolution de la puissance cumulée du parc des CCGT français



*DK6 de GDF Suez était construite avant la publication de la Programmation pluriannuelle des investissements (2009), est ajoutée dans la catégorie autorisées à la construction
Sources : RTE, Poweo, GDF Suez, E.ON, Alpiq, EDF, PPI 2009, ENERDATA, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Paradoxalement, au moins 5 GW d'actifs gaz supplémentaires seront nécessaires d'ici 2030 pour assurer la sûreté du système électrique

L'étude consiste à évaluer la capacité nécessaire d'actifs gaz à l'horizon 2030. Pour cela, la méthode considère une demande, puis y soustrait une production éolienne, afin de former une monotone de charge permettant de dimensionner le parc électrique, pour enfin déterminer la capacité en actifs gaz nécessaires pour répondre à la demande.

Les éoliennes constitueront près de 75% de la capacité en énergie intermittentes à l'horizon 2030. Or, la production de ces éoliennes est très variable (illustration 3), avec un facteur de charge oscillant rapidement. En 2011, il atteignit un minimum de 2% à l'échelle

nationale pendant quelques heures, et un facteur de charge moyen de l'ordre de 23% sur les quatre dernières années¹⁰. L'étude s'est donc intéressée au choix de la monotone de charge représentant la demande après déduction de l'éolien, afin de déterminer la *capacity credit* des éoliennes. Pour cela, un millier de tirages de probabilités de production éolienne ont été exécutés. La monotone de charge choisie est définie par les tirages de production éolienne les 10% les moins favorables¹¹ (illustration 4). On peut ainsi considérer que sur une période de dix ans, une seule année rencontrera pendant une demi-heure un aléa de fonctionnement du système électrique dû à une trop faible production éolienne si l'on prend ce *capacity*

7) BlueNext

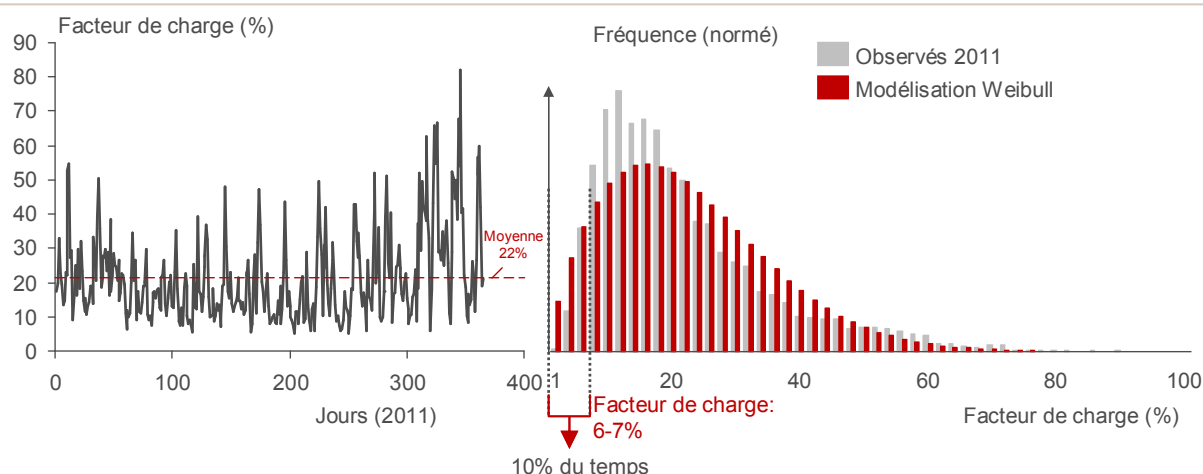
8) CIF, zone ARA en mai 2012

9) La centrale de Hambach de Direct Energie ayant perdu ses autorisations début 2012

10) Bilan prévisionnel 2011, RTE

11) « favorable » au sens de la pointe: plus la pointe est élevée, moins c'est favorable.

Illustration 3 : Variation du facteur de charge éolien sur l'année 2011 et probabilité de production sur une année



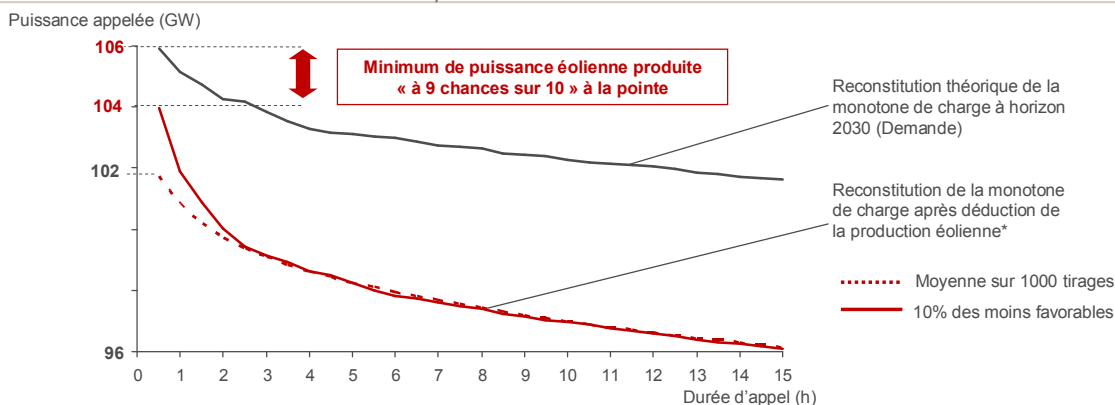
credit. Cette simulation a pris en compte deux parcs éoliens indépendants, un *off-shore* et un *on-shore*, d'un facteur de charge moyen différent. Ainsi, seuls 6-7% de la capacité éolienne installée peuvent être statistiquement considérés comme garantis à 9 chances sur 10, ce qui ne représente que 2 GW pour un parc de 32 GW. Le *capacity credit* des éoliennes est donc statistiquement très faible.

Cela a des conséquences sur le parc de production électrique. Pour l'évaluer, une demande a été reconstruite sur une année. RTE prévoit pour l'année 2030 une consommation nationale de 554 TWh annuels dans sa vision « Référence¹² ». Cette consommation était de 513 TWh en 2010. L'éolien a ensuite été déduit de cette demande. Enfin, la demande résultante a été confrontée à différents scénarios d'évolution du parc pour analyser la structure optimale du parc en actifs de semi-base et de pointe. Quatre scénarios de parc de production ont

donc été formés à l'horizon 2030 (illustration 5), avec deux paramètres clés : la capacité de production du nucléaire et celle de l'éolien. A partir de ces scénarios, les autres éléments du parc de production ont été déterminés afin de répondre à la consommation de référence de RTE. Ainsi, la capacité nécessaire en actifs gaz a été estimée (illustration 5).

En ce qui concerne l'ensemble de la filière gaz, trois éléments sont remarquables au travers de ces résultats : tout d'abord, on peut constater qu'une forte hausse des capacités de production à partir du gaz doit être réalisée, indépendamment du type d'actif (CCGT ou TAC). Une augmentation de 5 GW est un minimum, en supposant le maintien du parc nucléaire à sa puissance actuelle, tandis que la moindre baisse du nucléaire sera bien reportée sur le gaz (illustration 5). Ensuite, il y a une quasi-invariance des résultats entre les scénarios avec un développement du renouvelable de 32 GW et ceux avec un

Illustration 4 : Monotone de demande après déduction de l'éolien

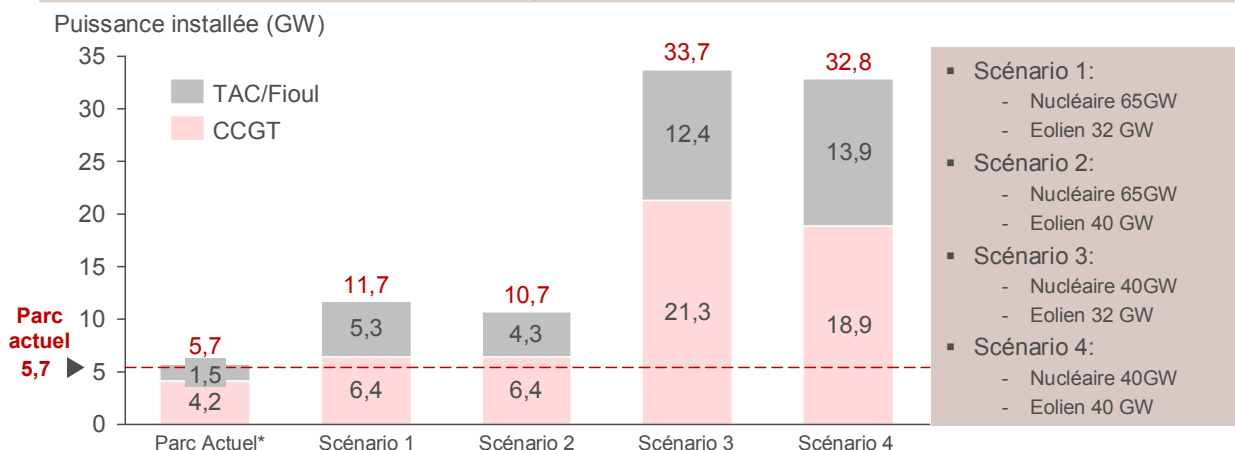


*Hypothèse d'un parc installé de 32 GW

Calculs statistiques effectués sur 1000 tirages de production éolienne (Simulation Monte Carlo). L'éolien est simulé à partir de la reconstitution d'une densité de probabilité du facteur de charge instantané modélisé par une fonction de Weibull

12) L'UFE, prévoit une consommation entre 555 et 625 TWh pour 2030

Illustration 5 : Estimation du besoin de capacité en TAC et CCGT à l'horizon 2030



Hypothèses : Un effacement de 3 GW et une interconnexion de 5 GW sont supposés disponible à la pointe pour estimer le parc optimal.

*hors capacités décommissionnées d'ici 2030

Sources : RTE, analyses E-CUBE Strategy Consultants

développement de 40 GW: Cela est un signe de la faible capacité des énergies intermittentes à contribuer à la sûreté de fonctionnement du système électrique. Cela démontre que l'augmentation du parc des énergies renouvelables intermittentes ne pourra pas se substituer à l'investissement dans des actifs flexibles. Enfin, le *capacity credit* des éoliennes explique l'évolution de la composition de la filière gaz. De fait, les turbines à combustion (TAC) devraient être en proportion plus nombreuses qu'actuellement (30% de la puissance actuelle de la filière gaz contre 40 à 45% en 2030). Ces actifs ont des

coûts fixes plus faibles (~65 €/kW contre 90 €/kW), et des coûts variables plus élevés (dus à un rendement de ~37% contre 57%). Ils sont donc plus rentables pour des durées d'appels inférieurs à ~1400-1800 heures. Or, la forme de la monotone de charge (illustration 4) dans les cas les moins favorables de production éolienne montre un besoin élevé en puissance pour de très faible durée. Cet avantage des TAC est d'autant plus fort qu'elles ont des temps de démarrage, et donc des coûts de démarrage beaucoup plus faibles et sont plus à même de répondre de manière flexible aux variations de la production intermittente.

Cependant, si les conditions économiques ou réglementaires n'évoluent pas de manière très favorable, les GW supplémentaires nécessaires risquent de ne jamais voir le jour

Si les moyens de production intermittents n'ont donc qu'une très faible valeur de capacité, leur production est en revanche significative. Cependant, cette production n'est pas contrôlable (production fatale) et ne peut donc pas servir de variable d'ajustement de l'offre à la demande. Ce rôle est joué par les actifs de pointe/semi-base. Le caractère fatal de la production crée une distorsion du marché de l'énergie. Le *merit order* établit l'ordre qui décide de la production ou non de chacun des actifs de manière optimale en fonction de son coût variable et de la demande. Il est modifié pour prendre en compte l'énergie produite hors-marché ce qui exclu les actifs de pointe et de semi-base. Ceci réduit l'utilisation des actifs marginaux au même titre qu'une baisse de la demande. Cette évolution est appelé le *merit order effect* (illustration 6).

Cet effet tend à diminuer le taux d'utilisation des actifs de pointe et de semi-base, ceux-là mêmes qui sont utilisés pour assurer la sûreté du système électrique. Afin de le quantifier, une modélisation du parc français en énergie en 2030 a été réalisée de manière à quantifier le taux d'utilisation de chacun des actifs, et notamment des actifs gaz. Les résultats montrent un taux d'utilisation des TAC négligeable et des CCGT très faible (20-25%). Pour comparaison, le taux d'utilisation des cycles combinés en 2008 en Grande-Bretagne est de 77%¹³, ce qui correspond au taux normatif d'utilisation de tels actifs. Il y a donc un risque de sous-exploitation forte des actifs de production, avec des taux d'utilisation plus de deux fois inférieurs aux capacités de l'outil de production.

Ces résultats démontrent aussi une très forte

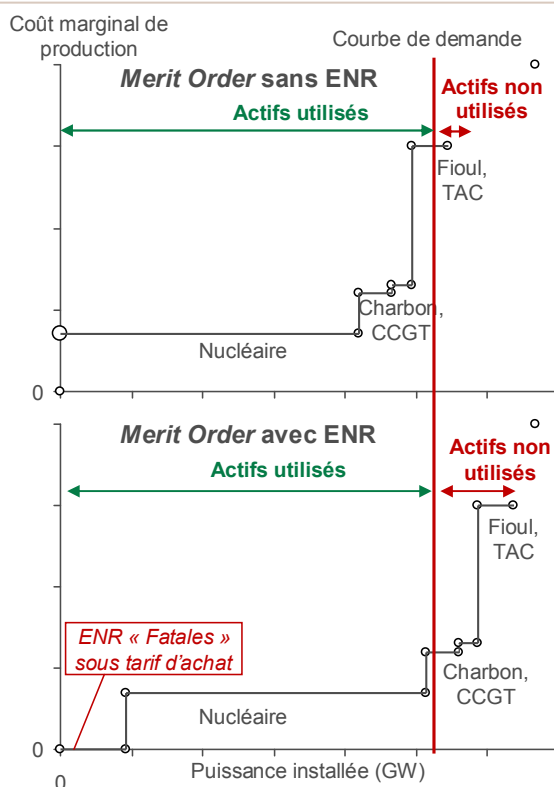
13) National Grid, IEA Key Statistics

influence de la capacité en éolien sur le taux d'utilisation, car une différence de 8 GW d'éolien diminuent de plus de 3% le taux d'utilisation des cycles combinés (illustration 7). Cet effet est primordial pour un producteur d'électricité, car son taux d'utilisation est un des facteurs clés de sa rentabilité.

De tels résultats doivent être mis en regard des conditions économiques possibles à l'horizon 2030. En effet, la rentabilité des actifs gaz en 2030 dépendra du CSS¹⁴ qui constituera son environnement économique. Plus le taux d'utilisation est faible, plus le CSS moyen devra être élevé pour rentabiliser l'actif. On peut alors tracer la courbe de la *missing money* en fonction du CSS pour un taux d'utilisation donné (illustration 8). On constate alors que les conditions de marché actuelles engendreraient une très forte *missing money* si les taux d'utilisation de 20-30% sont avérés. En ce qui concerne les CCGT, le parc français cumulerait alors 500 M€/an en 2030 de déficit (illustration 8). Les TAC, qui ne produiront quasiment aucune énergie, auront une *missing money* proche de leurs coûts fixes : ~65 €/kW actuellement (60 €/kW d'après le groupe de travail Sido-Poignant sur la pointe électrique.). En cumulé, cela atteindrait près de 350 M€ pour ces turbines à combustion à l'échelle de la France.

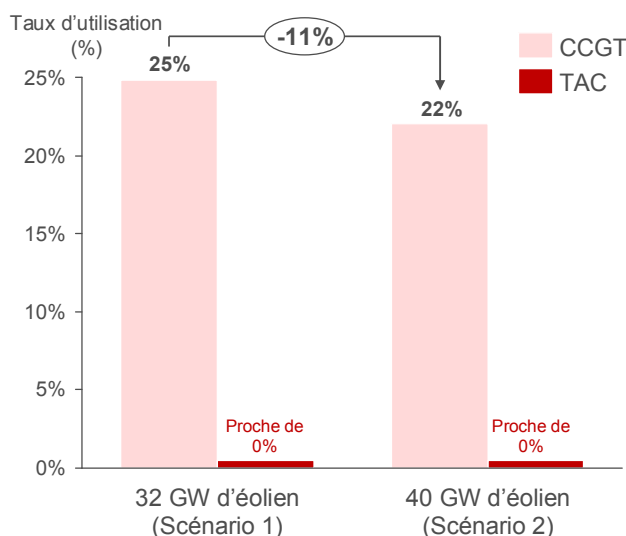
Dans le cas d'une réduction du parc nucléaire à l'horizon 2030, les CCGT viendraient en remplacement des actifs nucléaires démantelés (illustration 5). Ces actifs seraient alors moins touchés par le *merit order effect*,

Illustration 6 : La théorie du merit order effect



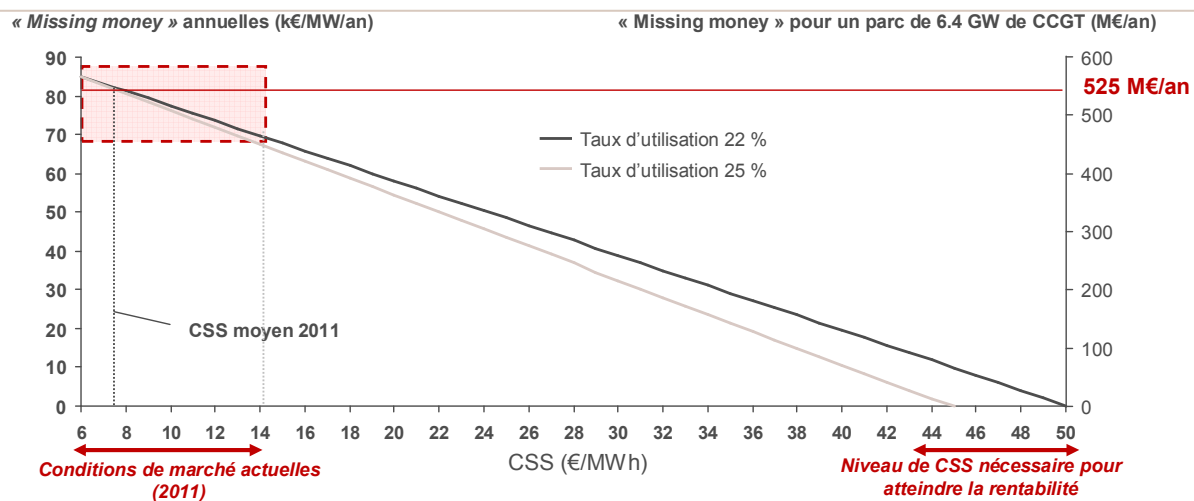
car leur utilisation se rapprochera de celle d'un actif de base. On obtiendrait ainsi un taux d'utilisation pour les cycles combinés de l'ordre de 50%. Ce taux n'est que légèrement plus faible que le taux de référence, et un CSS moyen de 24 €/MWh suffirait à rentabiliser l'actif. Cependant, le coût global pour la collectivité ne serait pas forcément réduit, car la réduction du nucléaire n'est pas considérée comme optimale pour la production d'électricité.

Illustration 7 : Estimation des taux d'utilisation des actifs gaz à horizon 2030 dans le cas d'un maintien du parc nucléaire actuel



14) CSS : Clean Spark Spread: Ecart de prix entre le prix de l'électricité et le coût du gaz, (CO₂) inclus

Illustration 8 : Estimation de la missing money des cycles combinés en fonction du CSS moyen et du taux d'utilisation



Coûts de construction, d'O&M, frais généraux, amortissement de 25 ans; EUR/USD : 1,37; Taux d'actualisation à 8,3%.
Sources : RTE, NREL, IEA, EDF, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

L'insertion des renouvelables devrait engendrer une perte de rente infra-marginale qui toucherait principalement les actifs nucléaires

La rente infra-marginale est le revenu obtenu grâce à la différence entre le prix de marché et le coût variable de chaque actif de production. Elle représente le premier moyen de recouvrement des coûts fixes des actifs de base et de semi-base. Le nucléaire, le charbon, et les cycles combinés sont principalement rémunérés grâce à cette rente, tandis que les actifs de pointe comme les TAC bénéficient d'une rente de rareté. Le

développement massif des énergies intermittentes sous obligation d'achat pourrait avoir un effet important sur le prix de marché, et donc sur cette rente (illustration 9).

Cette perte de rente différentielle peut être plus ou moins importante selon le type d'actifs. Afin de mesurer cette perte de rente, deux simulations ont été réalisées pour des consommations et des parcs électriques

Illustration 9 : Effet de l'insertion des renouvelables sur la rente infra-marginale

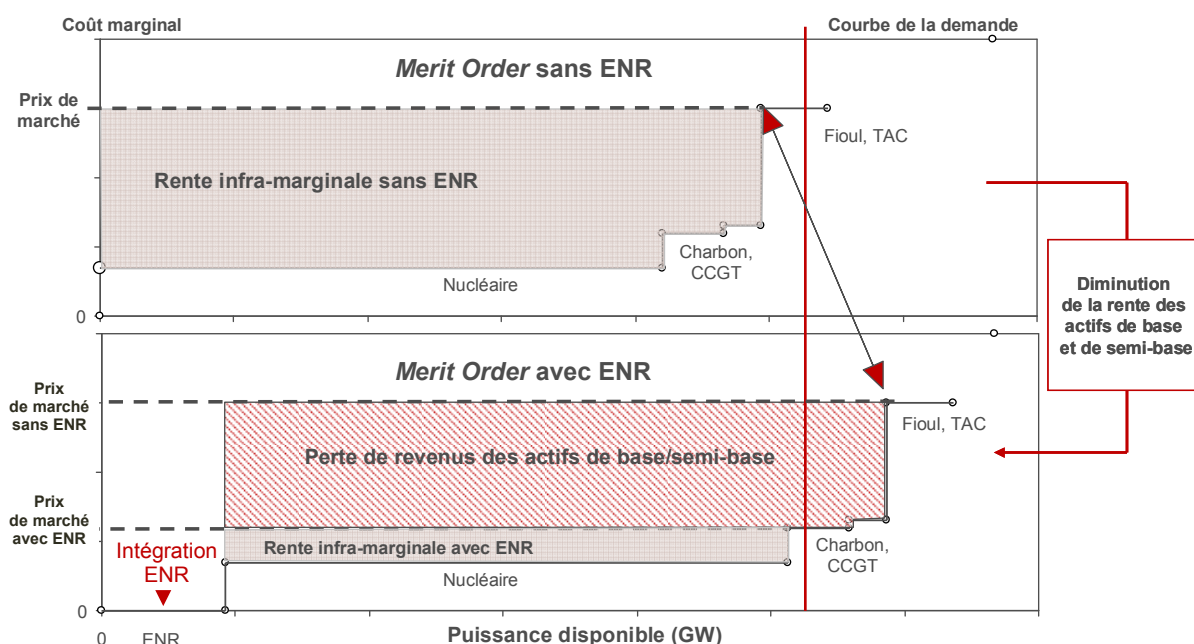
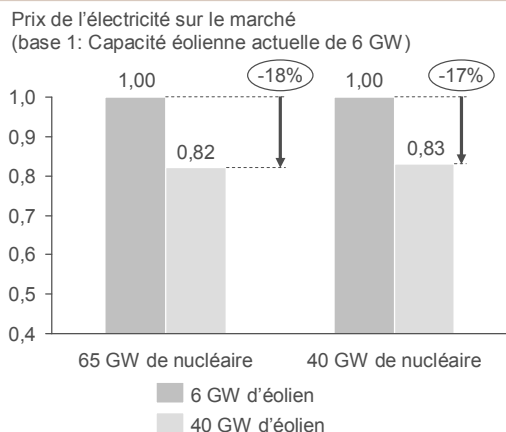


Illustration 10 : Sensibilité du prix de marché de l'électricité en fonction de la taille du parc éolien



Hypothèses : Demande de référence RTE 2030, les interconnexions sont fixés à 5 GW, avec un prix de surplus de 2 €/MWh correspondant au prix moyen observé sur les réservations annuelles historiques RTE. Prix 2030 en euros 2012 : CO₂ : 50 €/t, gaz : 34 €/MWh PCS, Charbon : 90 €/t.

identiques, en variant fortement la taille du parc éolien. Un prix semi-horaire de l'électricité est alors défini comme le coût marginal de production de l'actif marginal¹⁵.

On observe (illustration 10) une influence forte du parc éolien sur les prix de marché. Cette influence est légèrement plus forte si le nucléaire est présent, ce qui s'explique par un coût marginal du nucléaire plus faible que celui d'une CCGT ; or, ce sont bien ces deux actifs qui deviennent plus fréquemment marginaux. Ainsi, le prix de marché de l'électricité est sensible à la baisse de 0,5% par GW supplémentaire installé.

Une étude de sensibilité aboutit à une baisse significative de ~0,8% de la rente inframarginale¹⁶ au niveau national pour chaque GW d'éolien supplémentaire (sous réserve du maintien de la part du nucléaire). 95% de la baisse en volume serait portée à la charge du nucléaire. Le caractère « gratuit » des énergies fatales a donc une conséquence sur le marché de l'énergie, et cela pourrait remettre en cause un certain nombre d'acquis, telle la « rente différentielle » du nucléaire qui permettait d'amortir les coûts fixes élevés de la filière.

Hypothèses et limites d'interprétation des résultats

Analyse de sensibilité : deux analyses de sensibilité ont été réalisées. L'une sur les prix des matières premières et l'autre sur le niveau des capacités d'interconnexions disponibles aux frontières. La première montre la possibilité, pour les actifs charbon, d'être placés devant les actifs gaz dans le *merit order* ; dans ce cas le taux d'utilisation de ces derniers chuterait à 14% et la *missing money* nationale atteindrait 890 millions d'euros. A l'inverse, un doublement de la capacité d'importation disponible (à 10 GW) réduit de 4 GW la capacité en TAC nécessaire et limite à 600 M€/an la *missing money* à l'échelle nationale.

Hypothèses structurantes : trois hypothèses importantes ont été réalisées

- Les **interconnexions** ne sont considérées qu'en importation, à hauteur d'une disponibilité de 5 GW à la pointe¹⁷. Cette hypothèse tend à maximiser la part du nucléaire dans le mix français, et donc diminuer le prix de marché et diminuer le taux d'utilisation des actifs de semi-base.
 - L'**hydraulique** est considérée comme un actif conventionnel en termes d'insertion dans le *merit order*. Ceci sous-estime sa production¹⁸, qui est normalement imposée par les conditions climatiques, et optimisée en calculant une « valeur de l'eau » en stock en regard des prix *forward* de l'électricité sur les marchés. Sa position dans le *merit order* devrait donc varier. Ce biais de la modélisation tend à maximiser le taux d'utilisation des autres actifs (semi-base principalement) sur qui le déficit de production est reporté.
- Ces deux hypothèses jouent en sens contraire sur les résultats de l'étude. Des compléments d'analyse sur la marge d'importation à la pointe à long terme, ainsi que sur les stratégies d'insertion de l'hydraulique en fonction des prix de marché permettraient d'affiner les résultats.
- Enfin, les **capacités d'effacement** ont été considérées comme limitées à 3 GW (à un prix de 300 €/MWh), agissant en dernier recours en cas de manque de production

15) Le scénario de prix est celui du scénario UFE, en euro 2012 : CO₂ : 50 €/t, gaz : 34 €/MWh, charbon : 50 €/t

16) Défini ici comme le gain cumulé sur l'année obtenu par la différence entre le prix de marché et le coût variable de production

17) Ordre de grandeur de l'ordre du chiffre RTE dans le bilan prévisionnel 2009

18) Environ 10-20 TWh de déficit

A horizon 2030, l'ensemble des coûts indirects pesant sur la filière gaz pourrait représenter jusqu'à 900 millions d'euros par an, soit 25% de coûts supplémentaires associés au développement des capacités intermittentes

Le fort développement des énergies renouvelables intermittentes a un coût qui ne peut être limité à la part de la CSPE qui rémunère l'obligation d'achat et qui pourrait connaître une inflation forte. Une appréciation plus globale de l'impact des énergies intermittentes a été réalisée dans cette étude, et montre que ces énergies engendreraient des coûts non négligeables pour la collectivité.

En effet, aux tarifs de rachat, il faut ajouter le besoin de financement complémentaire induit pour les capacités de *back-up*. Ces 870 millions d'euros n'apparaissent pas à court terme sur la facture de la collectivité, car les actifs déjà construits doivent assumer cette *missing money*, qui n'est pas transférée à d'autres acteurs par le *market design* actuel. Mais, afin d'assurer la sûreté du système électrique, un moyen de rentabiliser ces moyens de production doit être trouvé, et cela nécessitera une contribution de la collectivité, que ce soit les consommateurs ou les contribuables.

Pour obtenir une vision plus globale, il serait nécessaire d'ajouter à cette estimation les coûts de modernisation des réseaux, électrique ou gazier, imputables au développement des énergies renouvelables. En effet, la décentralisation de la production électrique entraîne une modification profonde de son réseau. RTE a ainsi chiffré à 1 milliard d'euros l'investissement nécessaire pour la transition énergétique d'ici à 2020, Le réseau de gaz doit aussi s'adapter à l'arrivée d'actifs très consommateurs et dont la consommation est fortement modulée.

In fine, ce sont 5 à 9 milliards d'euros qui financent la transition énergétique. La loi NOME prévoit la mise en place d'un marché de capacité qui aura pour objectif de rémunérer la *missing money* des actifs gaz (notamment) et d'envoyer les signaux nécessaires pour déclencher les investissements nécessaires. Cependant, ce mécanisme est destiné à assurer la sûreté de fonctionnement à la pointe. Il ne vise donc pas spécifiquement la question du financement des capacités de *back-up*. Sans attendre la mise en place de ce dispositif et l'analyse coûts-bénéfices, d'autres pistes doivent être envisagées pour rendre concurrentiels les *back-ups*, **tout en maintenant l'attractivité des investissements dans les capacités de production renouvelable**. Citons notamment :

- Des appels d'offres organisés par les pouvoirs publics (comme cela vient de se faire en Bretagne)
- Une refonte du système de subventions : abandon d'un pur *feed-in tariff* pour passer à un système de paiement de capacité + une revente de l'énergie sur le marché
- Des incitations à l'insertion efficace des renouvelables en les sensibilisant aux coûts des écarts (incitation à une meilleure prévision de la production)
- L'augmentation des prix du CO₂ qui permettrait d'augmenter la rente infra-marginal de toutes les filières hors charbon (dans un marché français dont le prix est fixé par le charbon allemand)
- La création d'un marché des services systèmes, sur lequel les producteurs responsables des déséquilibres viendraient acheter ces services systèmes

A propos des auteurs

Etienne Jan (étudiant à l'Ecole des Mines ParisTech, au sein du Cerna, Centre d'Economie Industrielle), **Alexandre Hoffer** (consultant) sous la supervision de **Pierre Germain** (co-fondateur et directeur associé) au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultants. Pour plus d'information sur cette étude, vous pouvez les contacter par e-mail à e3@e-cube.com

PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG KONG



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
France
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street
Nehru Nagar, O.M. Road,
Thiruvanmiyur,
Chennai - 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T. Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)

© Copyright 2012 E-CUBE Strategy Consultants
Toute reproduction, sans l'autorisation de l'auteur, est interdite