

## Etude sur la valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français - Février 2013 -



### Synthèse de l'étude

#### Résumé

**Dans le cadre du débat sur la transition énergétique, les arbitrages entre filières de production électrique seront fondés sur les coûts de production (c.à.d. investissements, exploitation, maintenance...) mais aussi sur la valeur apportée par ces filières au système électrique d'un point de vue technique et économique<sup>1</sup>.**

**Un bilan économique fondé sur la comparaison des coûts totaux du système électrique avec et sans éolien démontre que le développement de l'éolien en France crée davantage de valeur pour le système que ce qui est communément considéré.**

**Premièrement, la production éolienne se substitue à une production d'électricité à partir d'autres combustibles (ex : charbon, fuel, gaz) et fait mécaniquement baisser les prix sur le marché de l'électricité. Il s'agit de la valeur de substitution énergie.** A horizon 2020, sous les hypothèses du scénario de référence RTE (16 GWc éolien), la valeur de substitution énergie atteindrait 70 €/MWh. A horizon 2030, cette valeur dépasse 90 €/MWh, soit plus que le tarif d'obligation d'achat actuel (82 €/MWh).

**Deuxièmement, l'éolien participe significativement à la gestion des pics de consommation.** Il évite ainsi l'installation d'autres actifs (ex : groupes diesel, turbines à combustion...). Dans son bilan prévisionnel 2011, RTE prend en compte une contribution de l'éolien à hauteur de 20% à 25% à la pointe. Ce taux tend à baisser avec le développement de l'éolien mais resterait au-delà de 20% à horizon 2020 avec 16 GWc installés. En 2020, la gestion de la pointe par l'éolien pourrait être évaluée à 3 €/MWh, en 2030 à 10 €/MWh.

**Troisièmement, le surcoût des investissements réseau<sup>2</sup> dus à l'éolien semble de second ordre.** L'ordre de grandeur des investissements avancé par RTE est de 1 Md€ à horizon 2020 ce qui se confirme par la publication des premiers S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables), soit environ 1 €/MWh éolien. Ce montant est par ailleurs à relativiser par rapport aux investissements nécessaires pour raccorder d'autres moyens de production<sup>3</sup>.

**Enfin, l'intermittence de l'éolien n'exige pas la mise en œuvre de réserves supplémentaires pour garantir l'équilibrage du système.** Aujourd'hui, alors que 7 GWc sont en service, aucun impact n'a été observé sur les services systèmes que gèrent RTE, que ce soit au niveau du

<sup>1</sup> Les impacts socio-économiques et industriels, la contribution aux engagements énergie-climat, la sécurité d'approvisionnement sont d'autres paramètres clés du débat sur la transition. Ils sont cependant hors du champ de cette étude.

<sup>2</sup> Concernant l'accueil de l'éolien, les investissements dans les infrastructures de transport d'électricité sont de premier ordre. Selon les S3REnR, les investissements sur le réseau de distribution supportés par les gestionnaires de réseau de distribution sont plus faibles (voir titre 4).

<sup>3</sup> « Il n'est pas beaucoup plus coûteux d'adapter le réseau pour une production à partir d'éoliennes que pour une production nucléaire. » (D. Maillard, 2009)

dimensionnement des réserves primaires et secondaires ou des volumes appelés dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement. A moyen terme, 2020, RTE n'anticipe par ailleurs pas de besoin supplémentaire, les principales sources d'imprévisibilité à très court terme (à la seconde ou à la minute) étant moins la force du vent que l'arrêt inopiné d'une centrale nucléaire.

**En 2030 dans le cadre du scénario de référence RTE (30 GW d'éolien) le bilan économique de l'éolien pour le système électrique est très positif (Une valeur de 100 €/MWh vs. un tarif d'obligation d'achat à 82 €/MWh pour l'éolien terrestre, soit un bilan de +18€/MWh). Il le reste quelque soit le scénario de transition énergétique choisi dans un contexte de part du nucléaire désormais à 50% du mix.**

**A horizon 2025, l'éolien pourrait s'inscrire dans une compétition directe avec les autres actifs de production. Cette intégration dans un mécanisme de marché devra s'accompagner d'une évolution du *market design* afin de refléter la valeur complète de l'énergie éolienne.**

## 1- Introduction et présentation de la méthodologie de l'étude

---

**Dans le contexte du débat sur la transition énergétique, France Energie Eolienne (FEE) a demandé à E-CUBE Strategy Consultants de quantifier la valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français afin d'apporter un éclairage économique sur le bilan de l'éolien.**

Notre étude vise à mesurer d'un point de vue technique et économique les coûts et valeurs apportés par une production éolienne au système électrique français. La compétitivité des coûts de production de l'éolien, les impacts socio-économiques et industriels, la contribution aux engagements énergie-climat, la sécurité d'approvisionnement sont d'autres paramètres clés du débat sur la transition. Ils sont cependant hors du champ de cette étude.

**Notre bilan économique de l'énergie éolienne est fondé sur la comparaison des coûts totaux du système électrique avec et sans éolien.** Les valeurs ou les coûts sont quantifiés d'un point de vue macro-économique, c.à.d. pour le système électrique français dans son ensemble (vs. pour chacun des acteurs du système). Les imperfections de marché ou transferts indus de valeurs entre acteurs ne sont donc pas ici étudiés.

**L'étude a ainsi mesuré le bilan économique de l'éolien pour le système électrique français sur quatre dimensions de coûts ou valeurs générés :**

- **La valeur de substitution énergie** : Il s'agit des coûts variables de production d'électricité [€/MWh] évités par le développement de l'éolien. La production éolienne, financée par des tarifs d'obligation d'achat (OA), est une énergie fatale et prioritaire sur le réseau. Dans ce cadre, elle permet d'éviter le démarrage d'actifs de production les plus onéreux en termes de coût marginal (*merit order effect*). La valeur de substitution énergie est équivalente aux coûts de combustible pour les actifs classiques qui vont être substitués (uranium, gaz, charbon, fioul). Elle dépend donc du mix de production de référence. Plus ce dernier est composé de centrales à coûts de combustible élevés, plus la valeur est importante.
- **La valeur de gestion de la pointe** : Il s'agit des coûts fixes de production électrique [€/kW/an] évités par le développement de l'éolien pour subvenir aux pics de consommation annuels, en hiver notamment. Ils sont composés principalement des annuités d'investissement et de coûts fixes annuels de maintenance. La valeur dépend du niveau de participation de l'éolien à la sécurisation de la pointe de consommation.
- **La valeur / le coût sur les infrastructures de transport d'électricité** : Il s'agit des économies ou des surcoûts des investissements en infrastructures afin de raccorder la production éolienne tout en maintenant la fluidité du réseau de transport. Concernant l'accueil de l'éolien, les investissements dans les infrastructures de transport d'électricité sont de premier ordre. Selon les S3REnR, les investissements sur le réseau de distribution supportés par les gestionnaires de réseau de distribution sont plus faibles (voir titre 4). La valeur / le coût de l'éolien pour le transport d'électricité sera apprécié par rapport aux coûts de raccordement pour les autres types de production d'électricité (EPR, CCGT...).
- **La valeur/ le coût sur les services systèmes** : RTE dispose de réserves de puissance mobilisables lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est rompu : les services systèmes (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement en quelques secondes après la rupture de l'équilibre. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement par appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Il s'agit d'étudier si le développement de l'éolien exige de maintenir des réserves additionnelles – que ce soit au niveau du dimensionnement des réserves primaires et secondaires ou des volumes appelés dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement – pour faire face à chaque instant à sa variabilité ou *a contrario*, si l'éolien peut participer à la garantie de l'équilibre du système.

**Les mesures des valeurs de substitution énergie et de gestion de la pointe se sont appuyées sur la modélisation du *merit order* du système électrique français.** Le principe du *merit-order* est

un fondement du système électrique ; il veut que chaque heure, les centrales les plus rentables produisent pour répondre à l'évolution de la consommation d'électricité. Ont ainsi été modélisés :

- Les économies marginales de chaque centrale de production « non fatale »<sup>4</sup> (cycles combinés gaz, turbines à gaz, centrales charbon, centrales nucléaires, barrages hydroélectriques, STEP, centrales au fioul) et de l'effacement ;
- Les coûts de capacités, c'est-à-dire les investissements et les coûts de maintenance fixes des centrales citées au point précédent ;
- La demande (la consommation d'électricité) heure par heure ;
- Les centrales de production activées heure par heure.

**Trois scénarios ont été construits sur la période 2012-2030 : un scénario sans éolien ; un scénario avec le taux de déploiement éolien référent pour le RTE (30 GW en 2030) ; un scénario avec le taux de déploiement éolien référent pour FEE (55 GW en 2030) et une réduction significative de la consommation électrique selon l'hypothèse « MDE renforcée » du RTE.**

*Illustration 1 : Les trois scénarios modélisés dans l'étude*

|                              | <b>0</b> Conso : RTE Référence<br>Pas d'éolien<br>Nucléaire : 50%         | <b>A</b> Conso & éolien :<br>RTE Référence<br>Nucléaire : 50%             | <b>B</b> Conso : RTE MDE<br>renforcée ; Eolien : FEE<br>Nucléaire : 50%          |
|------------------------------|---|---|--|
| <b>Consommation</b>          | +11% <sub>entre 2011 et 2030</sub><br>(RTE - Scénario médian / référence) | +11% <sub>entre 2011 et 2030</sub><br>(RTE - Scénario médian / référence) | +6% <sub>entre 2011 et 2030</sub><br>(RTE – Scénario mix / <u>MDE renforcé</u> ) |
| <b>Prix des combustibles</b> | UFE – Electricité 2030 <sup>2)</sup>                                      | UFE – Electricité 2030 <sup>2)</sup>                                      | UFE – Electricité 2030 <sup>2)</sup>   |
| <b>Déploiement Eolien</b>    | Pas d'éolien : 0 GW   | RTE - Scénario médian / référence : 30 GW en 2030                         | FEE (éolien) : 55 GW en 2030   |
| <b>Parc nucléaire</b>        | 50% en 2025 <sup>1)</sup>   | 50% en 2025 <sup>1)</sup>   | 50% en 2025 <sup>1)</sup>  |

1) 50% de production en énergie à horizon 2025 : évolution linéaire à partir de 2020

2) Prix 2030 en euros constants 2010 : CO2 : 50 €/t - Uranium : 70 \$/livre - Gaz : 34 €/MWh - Pétrole : 150 \$/baril - Charbon : 100 \$/tonne

Le bilan économique de l'énergie éolienne est fondé sur la comparaison des coûts totaux du système électrique sans et avec éolien selon les deux hypothèses de déploiement. Les valeurs des autres paramètres clés du modèle se sont appuyées sur les estimations d'acteurs de référence : le Bilan Prévisionnel 2012 du RTE pour l'évolution de la consommation d'électricité sur la période, l'étude de l'UFE « Electricité 2030, quels choix pour la France » pour les prix des combustibles utilisés, l'évolution du mix électrique conditionnée par la réalisation du programme gouvernemental de 50% d'énergie nucléaire à horizon 2025.

Le modèle permet de mesurer l'impact du développement de l'éolien sur les revenus énergie des centrales hors éolien, sur les besoins capacitaires hors éolien (besoin de pointe) et sur les revenus énergie et capacitaires de l'éolien, autrement appelés coûts évités dans le calcul de la CSPE.

**Les valeurs/coûts sur les infrastructures de transport et sur les services systèmes ont été estimés sur la base des chiffres publiés par l'acteur de référence, RTE, et discutés avec ce dernier.**

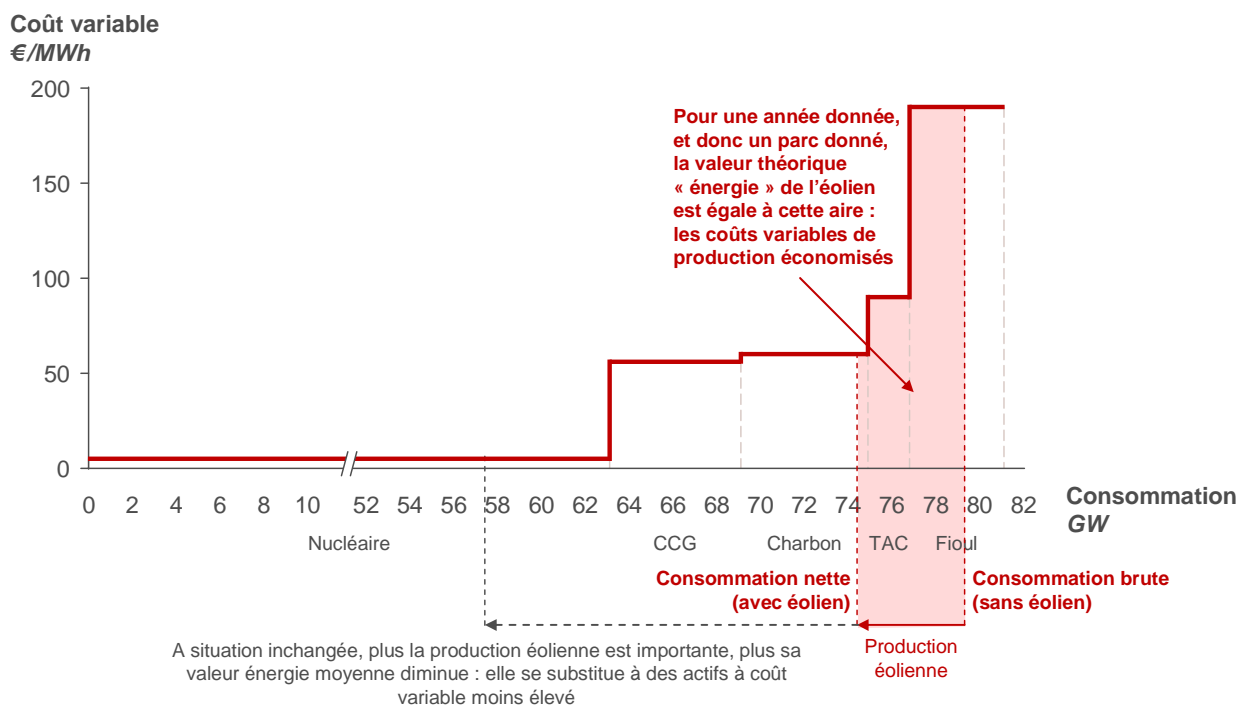
**Toutes les estimations ont été réalisées en euros 2012.**

<sup>4</sup> L'économie marginale d'une centrale de production « fatale » comme l'éolien ou le PV est un coût nul

## 2- La valeur « énergie » de l'éolien doit tenir compte de la réduction du prix marché apportée par la production éolienne

**Vu de la collectivité, la production éolienne se substitue à l'utilisation d'autres actifs à coût variable non nul.** La production éolienne est une énergie fatale et prioritaire sur le réseau. Quand l'éolien produit, elle permet d'éviter le démarrage d'actifs de production les plus onéreux en termes de coût marginal, ceux qui sont positionnés en haut du *merit order* du système électrique français (d'abord turbines à combustion fioul et à gaz, puis centrale à charbon, puis centrale combinée gaz...). La valeur de substitution énergie du développement de l'éolien est donc équivalente aux coûts de combustible pour les actifs classiques qui seront substitués. Plus l'éolien se substitue à des combustibles fossiles chers, plus cette valeur sera élevée. C'est le cas lorsque l'éolien se substitue au gaz, mais l'effet est fortement amoindri dès lors qu'il s'agit de combustible nucléaire. Ainsi pour la France, une variation de la taille du parc nucléaire, de sa disponibilité, de la puissance installée éolienne ou une baisse de la consommation électrique aura un impact significatif sur cette valeur.

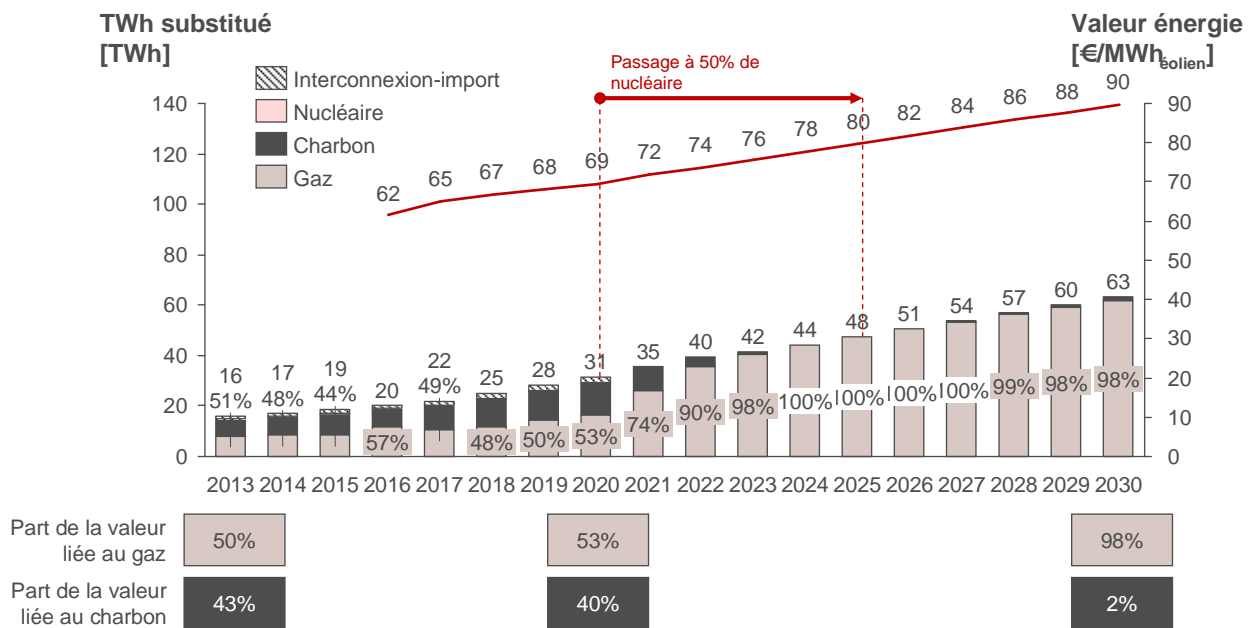
*Illustration 2 : Merit Order simplifié du système électrique français – impact du développement de l'éolien*



**En considérant un scénario à 30 GW d'éolien en 2030, une part du nucléaire à 50% à partir de 2025 et une consommation électrique évoluant selon le scénario de référence du RTE (Scénario A), le développement de l'éolien se substituera principalement à des centrales thermiques, générant ainsi une valeur significative.** Pour le système électrique dans son ensemble, il s'agit d'une vraie valeur. *A contrario*, cela peut être différent au niveau d'un acteur ayant construit la rentabilité de son investissement en nouvelles capacités de production sur des hypothèses (nombre d'heures de fonctionnement, prix marché électricité) faussées par un développement d'énergie renouvelable, à coût marginal nul, non anticipé. Pour ces derniers, le déploiement de l'éolien ne fait juste que renforcer l'inadéquation du *market design* actuel fondé

sur un marché « pur-énergie ». En effet, le problème de rentabilité des centrales thermiques n'est pas intrinsèquement lié à l'éolien. Dans des marchés plus matures, ce problème était d'ailleurs déjà apparu avant l'arrivée de l'éolien. Dans le nord-est des Etats-Unis, la zone PJM avait envisagé dès 2005 la mise en place d'un marché de capacité pour corriger les imperfections de son marché « pur énergie ». Il est par ailleurs à noter qu'en France, l'impact de la production éolienne <15 TWh aujourd'hui, est inférieur à l'impact de la crise sur la consommation ou des variations annuelles de la demande.

*Illustration 3 : Analyse de la valeur de substitution éolien dans le scénario 30 GW éolien [TWh<sub>éolien</sub>]; €/MWh<sub>éolien</sub>]*



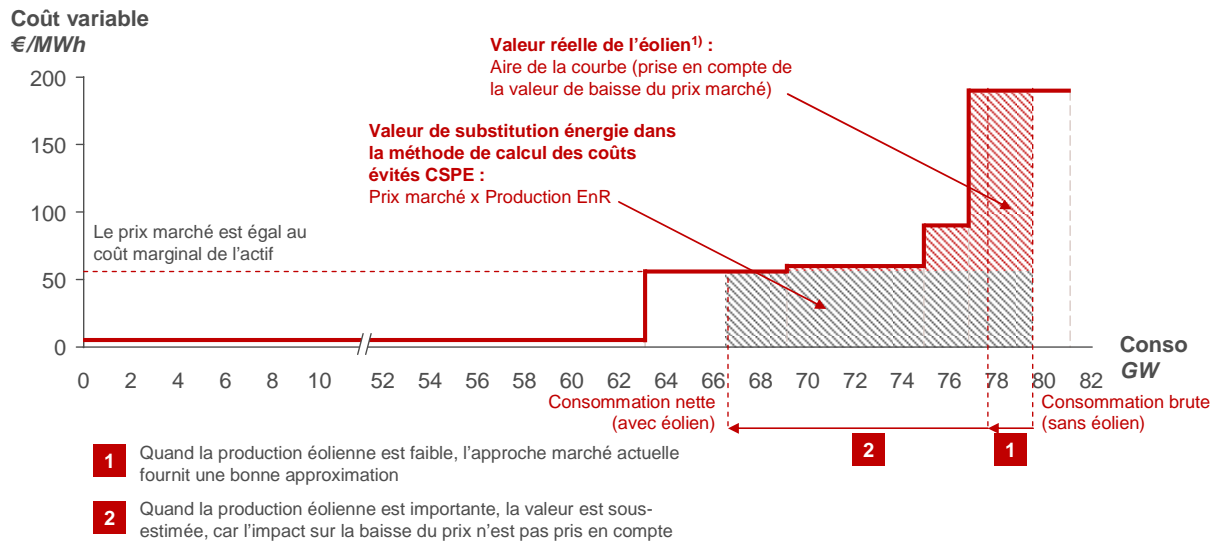
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Dans les dispositifs actuels de financement des énergies renouvelables (via la CSPE), le principe de cette valeur de substitution est déjà pris en compte par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Les coûts évités par l'éolien sont calculés par référence au prix de marché selon une méthode définie par la délibération CRE du 25 juin 2009. **Mais les coûts réellement évités par l'éolien pour le système électrique devrait aller au-delà de cette estimation et prendre en compte la réduction du prix marché apportée par la production éolienne.** L'éolien s'est substitué à des productions à coûts marginaux élevés et donc a fait baisser les prix sur le marché de l'électricité (il s'agit du « merit order effect »). Lorsque la part de l'éolien est faible dans le mix énergétique, ce qui est aujourd'hui le cas en France avec ~7 GWc fin 2012 soit ~5% de la capacité installée, cette valeur est faible. <sup>2</sup>

**En revanche, avec le développement de l'éolien, elle devient significative et pourrait imposer une révision du calcul de la CSPE.** A horizon 2020, sous les hypothèses du scénario de référence RTE (16 GW éolien), la valeur de substitution énergie atteindrait 70 €/MWh quand la méthode CSPE ne prendrait en compte que 57 €/MWh<sup>5</sup>, soit seulement 81% de la valeur « énergie » de l'éolien. A horizon 2030, cette valeur dépasse 90 €/MWh, soit plus que le tarif d'OA actuel (82 €/MWh).

<sup>5</sup> Hypothèse 2020 DGEC / CRE : Coût évité = 66,4 €/courants/MWh = 56,8 €/2012/MWh

**Illustration 4 : Imperfection de la méthode utilisée actuellement dans le calcul de la CSPE pour estimer la valeur de substitution énergie**



**Utiliser le prix marché est une approximation de la valeur réelle de l'éolien. Cette approximation est valable quand le parc éolien est limité, mais se dégrade au fur et à mesure de son déploiement**

1) Ce schéma est simplifié : il n'illustre pas l'adaptation du parc à la pénétration éolienne. Le modèle prend en compte cet effet  
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

### **3- L'éolien participe significativement à la gestion des pics de consommation et devrait donc voir valoriser son crédit de capacité**

**La gestion de la pointe de consommation est un enjeu clé pour tout système électrique.** L'électricité ne pouvant être stockée aisément, il faut disposer de moyens de production capables de répondre à la consommation instantanée la plus élevée de l'année : les pics de consommation.

**Pour le système électrique français, la gestion de ce risque de défaillance à la pointe est même critique.** Du fait de la forte utilisation du chauffage électrique dans les logements français, le système électrique national est particulièrement « thermosensible » : en hiver, une baisse d'un degré des températures fait grimper la consommation de courant d'environ 2.300 MW. La consommation de pointe peut ainsi être plus de 50% supérieure à la consommation moyenne. La disponibilité des centrales de production lors des heures de pointe, c'est-à-dire en hiver pendant les vagues de froid, est de la plus haute importance.

Cette criticité de la gestion de la pointe s'est traduite par l'intégration d'un mécanisme de capacité à la loi de Nouvelle Organisation de Marché de l'Electricité (2011). Ce mécanisme de capacité a vocation à encourager l'investissement dans les centrales de pointe afin de garantir la sécurité du système.

**Malgré sa variabilité, l'éolien contribue à la gestion de cette pointe.** Afin d'assurer la sécurité du système, RTE calcule chaque année la puissance installée nécessaire pour assurer la sécurité du système électrique. Ce calcul conditionne indirectement les investissements *minima* à réaliser chaque année dans les centrales de production. Comme pour tout risque, le risque zéro est économiquement inatteignable : lors d'une année de froid exceptionnel la consommation pourrait exploser. RTE fixe donc un risque maximum pour réaliser son calcul. C'est une espérance de défaillance de 3h (environ 1 jour de défaillance tous les dix ans). Cette méthode d'analyse de risque statistique est appelée

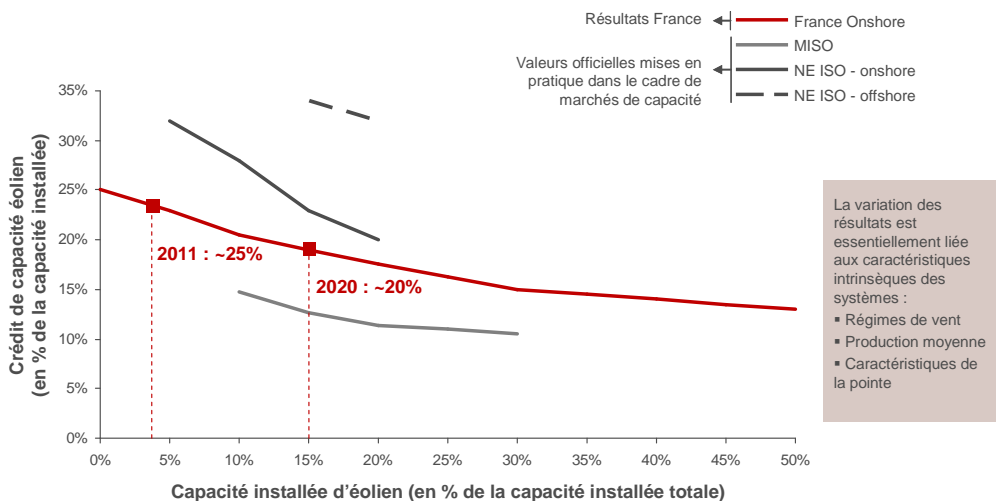


LOLE (*Loss of Load Expectation*). Malgré sa variabilité l'éolien contribue au respect de ce risque maximum et réduit ainsi les besoins d'investissement dans d'autres centrales de production.

**En pratique, d'ici à 2020, l'éolien contribuera à hauteur de 20% à 25% de sa puissance installée à la gestion de la pointe française.** Cette contribution est d'ailleurs déjà prise en compte par RTE qui l'intègre dans ses « bilans prévisionnels ». RTE constatait une contribution de 25% en 2011, et anticipe une contribution de 20% à horizon 2020. Ce taux de contribution peut paraître faible, mais il est très important comparé au taux de production moyen de l'éolien (~22%). Trois caractéristiques de l'éolien en France permettent à ce taux d'être élevé. Premièrement le vent souffle en moyenne plus en hiver qu'en été (environ 25% de vent en plus en hiver). Deuxièmement, la France dispose de trois régimes de vent dont le foisonnement réduit le risque d'avoir une production très faible simultanément sur les trois zones. Troisièmement, les périodes de faible vent ne sont pas particulièrement corrélées avec les périodes de froid extrême. Ces points sont repris d'une étude météo France, dont les conclusions ont été publiées dans le bilan prévisionnel RTE 2007.

**Notre travail de modélisation, semblable à celui réalisé par RTE, reprend une méthode utilisée par des ISO (opérateur du système) nord américains.** Cette méthode décrite par l'économiste Steven Stoff<sup>6</sup> vise à calculer le crédit de capacité à accorder à l'énergie renouvelable sur les mécanismes de capacité. Selon cette méthode, le crédit de capacité dépend principalement de la quantité d'éolien installé : le crédit de capacité marginal (celui de la dernière éolienne installée) est légèrement décroissant avec le développement de l'éolien. Cette approche est directement reprise par des ISO tels que NE-ISO (New England ISO) et MISO (Midwest ISO). Les résultats, très dépendants des spécificités locales, donnent une contribution entre 20% et 40% de la puissance installée quand le déploiement éolien est limité (moins de 5% du mix) et entre 10% et 35% quand le déploiement éolien est important (~20% du mix).

*Illustration 5 : Crédit de capacité éolien fonction du taux de pénétration de l'éolien dans le mix électrique*



Source: Stoff, MISO, NE ISO, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

1

La France est aujourd'hui dans une situation de surcapacité, cependant au delà de 2016 / 2017, avec la hausse de la consommation et l'amorce de la réduction du parc nucléaire, l'éolien permettra d'éviter la construction de centrales thermiques additionnelles. Les économies d'installation de capacités de production, soit **la valeur de gestion des pics de consommation par l'éolien, atteindra 3€/MWh à horizon 2020 et 10 €/MWh en 2030**

<sup>6</sup> The Surprising Value of Wind Farms as Generating Capacity - 2008



#### **4- Les surcoûts des investissements réseaux dus à l'éolien semblent de second ordre**

---

**D'ici à 2020, l'impact du déploiement éolien sur les besoins d'investissements dans les réseaux de transport et de distribution est faible.** L'impact de l'éolien sur les réseaux s'est fondé sur les estimations de l'acteur de référence : l'opérateur du réseau de transport. RTE estime à 1 milliard d'euros le montant d'investissement nécessaire pour répondre aux objectifs de développement éolien à horizon 2020. Cette estimation en ordre de grandeur a été confirmée depuis par la publication des premiers S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables). Si ce chiffre peut paraître important dans l'absolu, rapporté au MWh éolien produit en 2020, cela représente ~1 €/MWh produit soit environ 1% du tarif d'achat éolien.

**Mis en regard des investissements nécessaires pour accueillir d'autres énergies, l'impact de l'éolien pourrait être nul à horizon 2020.** En effet, si l'accueil de l'énergie éolienne sur le réseau a un coût, l'accueil d'autres actifs de production d'énergie en a un aussi. Dominique Maillard, président de RTE, le soulignait en 2009 : « *Il n'est pas beaucoup plus coûteux d'adapter le réseau pour une production à partir d'éoliennes que pour une production nucléaire.* ». Le raccordement du nouvel EPR aura nécessité 350 millions d'euros d'investissement dans la ligne très haute tension Cotentin-Maine. Cela correspond à ~1-2 €/MWh produit en 2020.

**La majorité des coûts réseaux est pris en charge par le gestionnaire de réseau de transport et le producteur éolien – les coûts pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution sont limités.** La majorité des parcs éoliens sont raccordées au réseau de distribution et les frais induits sont en grande majorité à la charge du producteur éolien. Sur la base des premiers S3REnR, le producteur éolien prend ainsi à sa charge 43% des coûts réseaux. Sur cette même base, le RTE en prend à sa charge 54% et ERDF seulement 3% ; ces coûts pour les deux gestionnaires de réseau sont intégrés au TURPE.

**En 2030, les coûts pour le réseau pourraient augmenter, mais devraient rester inférieurs à 5 €/MWh.** L'Allemagne offre un retour d'expérience intéressant sur l'impact d'un déploiement éolien plus massif. L'étude « *Verteilnetzstudie, Ausbau und Innovationsbedarf der Strom-verteilstetze in Deutschland bis 2030* » réalisée par la DENA (Deutsche Energie-Agentur) fin 2012 détaille le coût d'accueil des énergies renouvelables. On peut estimer à partir de cette étude le surcoût d'accueil à horizon 2020 de 44 GW d'éolien en Allemagne. Il est inférieur à 5 €/MWh.

Dans les scénarios étudiés en France, un taux de déploiement comparable est atteint à horizon 2030. S'il est discutable, le parallèle avec l'Allemagne donne surtout une tendance d'évolution des coûts : une hausse limitée du coût d'accueil de l'éolien (5€/MWh maximum vs. 1 €/MWh actuellement). Ce coût d'accueil pourrait par ailleurs être réduit par un déploiement éolien optimisé par rapport au réseau.

#### **5- L'intermittence de l'éolien ne coûte rien en termes de maintien de l'équilibrage du système**

---

**Aujourd'hui, alors que 7 GW sont en service, aucun impact n'a été observé sur les réserves maintenues par RTE pour assurer l'équilibrage du système.**

Afin d'assurer l'équilibre du système, RTE maintient en permanence des réserves de capacité de production. L'objectif de ces réserves est de faire face à une variation imprévue de la consommation ou de la production. Ces réserves se décomposent entre réserve primaire, secondaire et tertiaire (rapide et complémentaire). Pour ces trois réserves, RTE contractualise environ 3000 MW et réalise des appels sur le marché d'ajustement. Que ce soit sur la contractualisation de réserve ou les appels sur le marché d'ajustement, aucune hausse de volume ne peut être constatée entre un système sans éolien il y a cinq ans et avec de l'éolien à la hauteur de 7 GW aujourd'hui.



**A moyen terme, 2020, RTE n'anticipe par ailleurs pas de besoins supplémentaires.** Les règles de dimensionnement des réserves sont fixées au niveau Européen par l'ENTSO-E. Chaque pays est

ensuite chargé d'assurer une part de la réserve européenne. Les règles de répartition entre pays ou de fixation du volume global, ne dépendent pas de la puissance éolienne installée mais plutôt de paramètres comme la consommation ou l'impact de la perte simultanée des deux plus gros groupes de production en Europe. RTE n'anticipant pas d'évolution de ces règles à moyen terme, l'impact de l'éolien sur ces réserves est donc nul.

**A plus long terme, l'impact est plus incertain, mais il pourrait être négatif comme positif.** Deux effets antagonistes pourraient se compenser. Le développement croissant de l'éolien pourrait à terme modifier certains coefficients empiriques utilisés dans les formules de calcul des réserves afin de prendre en compte l'éolien. Cela conduirait probablement à augmenter le volume des réserves. Cependant, à ces horizons, l'éolien pourrait être capable de participer à ces réserves en modulant sa production. L'initiative CECRE (Centre de Contrôle des Energies Renouvelables) de Red Electrica de España (l'opérateur de réseau espagnol) témoigne de la capacité de l'énergie éolienne à participer, au moins en partie, à l'équilibrage du réseau.

*Illustration 6 : Nature des services systèmes et probabilité d'évolution causée par un développement de l'éolien en France*

| PROBABILITE D'EVOLUTION                               | CRITERE DE DIMENSIONNEMENT   |
|---|--|
| <b>PUISSANCE REACTIVE</b>                             | Aujourd'hui, les éoliennes sont capables de participer au réglage de la tension, au même titre que les autres installations.   |
| <b>PUISSANCE ACTIVE</b>                               |  |
| <b>Réserve Primaire</b>                               | <b>Couverture du risque de panne de centrales</b><br>La réserve primaire est dimensionnée par l'ENTSOE afin de pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production de l'Europe synchrone (3000 MW). Le besoin est ensuite réparti entre les GRT (RTE = 560 MW). A priori, cette définition n'est pas amenée à évoluer sur le moyen-terme.  |
| <b>Réserve Secondaire</b>                             | <b>Couverture du risque lié à l'aléa de consommation</b><br>Le volume de la réserve secondaire, d'une puissance minimale de 500 MW, est issu d'une estimation empirique de RTE prévue pour couvrir les variations aléatoires affectant l'équilibre offre-demande ( <i>noise signal</i> ). Or l'aléa majeur en France aujourd'hui, est la sensibilité de la consommation à la température ; c'est pourquoi la formule actuelle de dimensionnement de la réserve secondaire est directement liée à la demande. RTE n'a pas prévu de revoir cette formule à moyen terme |
| <b>Réserve Rapide « moins de 13 minutes »</b>         | <b>Couverture du risque de panne de centrales</b><br>Réserve tertiaire contractualisée sur le Mécanisme d'Ajustement avec des installations capables de fournir leur puissance en moins de 13 minutes, de 1000 MW. Elle complète la réserve secondaire pour répondre au critère de l'ENTSO-E de disposer d'une « marge 15 minutes » permettant de faire face à la perte du plus gros groupe de production du réseau (1500 MW pour la France)   |
| <b>Réserve Complémentaire « moins de 30 minutes »</b> | <b>Reconstitution de la réserve secondaire</b><br>Réserve tertiaire contractualisée sur le Mécanisme d'Ajustement de 500 MW afin de reconstituer la réserve secondaire en moins de 30 minutes.   |

 Pas de risque d'évolution à long-terme (2030)  
 Pas de risque d'évolution à moyen terme (2020)

Source: Entretiens RTE, CRE, ENTSO-E, DTR RTE, analyse E-CUBE Strategy Consultants

## 6- En tenant compte de ces valeurs et de ces coûts, le bilan de l'éolien terrestre s'équilibre à horizon 2025

**Le bilan économique de l'éolien terrestre sur le système électrique français se définit comme la différence entre une situation avec éolien terrestre et une situation sans éolien terrestre.**

Ce bilan est dressé en comptabilisant, par rapport à une situation sans éolien, négativement les coûts supplémentaires, et positivement les valeurs ou coûts évités.

Pour réaliser ce bilan en 2020, sont ainsi pris en compte :

- **Négativement, le coût de production de l'éolien terrestre.** C'est le coût le plus simple à estimer. Puisque la production d'énergie éolienne est régulée, son coût pour le système électrique est directement défini. Il s'agit du tarif d'obligation d'achat. La CRE estime qu'en 2020, les charges liées au tarif d'obligation d'achat de l'éolien terrestre seront de  $\sim 82 \text{ €/MWh}_{\text{éolien}}$ <sup>7</sup>.
- **Positivement, la valeur de substitution énergie :** 70 €/MWh ;
- **Positivement, la valeur de gestion de la pointe :** 3 €/MWh ;
- **Négativement, le coût d'accueil sur les infrastructures de transport :** < 1 €/MWh ;
- **Négativement, le coût sur les services systèmes :** < 1 €/MWh.

**Ainsi construit, le bilan de l'éolien en 2020 s'établit à environ -10 €/MWh.** Ce bilan reflète le coût réel du soutien à la filière éolienne par le consommateur. **Avant cet horizon, le soutien au développement l'énergie éolienne par les ménages français restera inférieur à 10 €/foyer/an pour l'éolien terrestre, un niveau comparable au niveau actuel (~5-10 €/foyer/an)**<sup>8</sup>.

Ce chiffre est à mettre en regard de la part de la CSPE liée à l'éolien terrestre. Cette part est aujourd'hui la référence du bilan de l'éolien sur le système électrique, puisqu'elle fixe le montant du soutien au développement de l'éolien par le consommateur final. Pour chaque MWh éolien produit, cette part est calculée en retirant les « coûts évités » au tarif d'obligation d'achat (82 €/MWh). Ces coûts évités sont calculés à partir des prix marchés de l'électricité et sont estimés à 57 €/MWh en 2020 par la CRE. **Selon cette approche « CSPE », le bilan est d'environ -25 €/MWh en 2020 versus -10 €/MWh selon notre méthode** (Cf. illustration 7).

**La différence s'explique par le fait que la méthode de calcul CSPE s'appuie sur des approximations. Ces approximations peuvent être considérées comme suffisante aujourd'hui** (Cf. illustration 8), **mais la part de plus en plus importante de l'éolien dégrade leur fiabilité.**

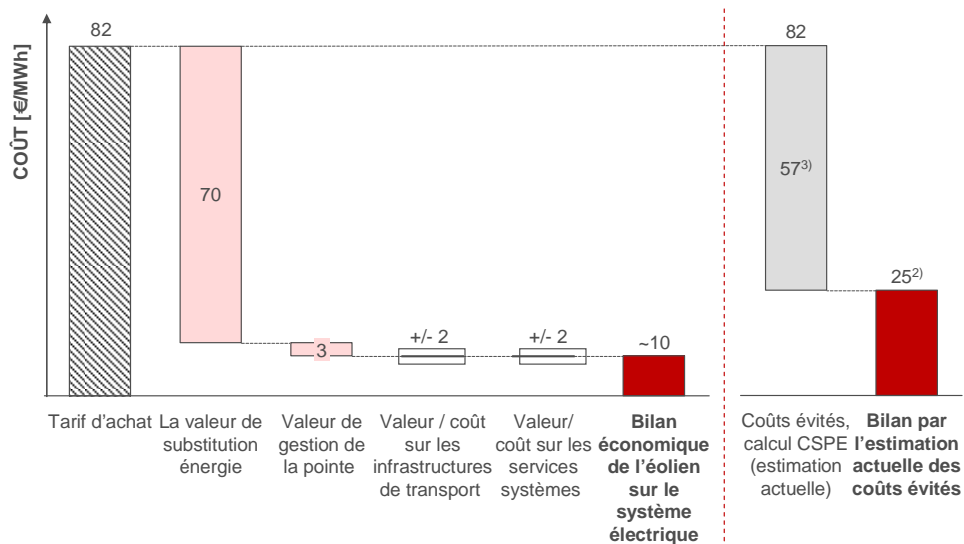
Ces approximations résident notamment dans :

- La non prise en compte dans la méthode de calcul de la CSPE de l'impact baissier sur les marchés de la production éolienne ;
- La non prise en compte dans la méthode de calcul de la CSPE de la valeur de gestion de la pointe de la production éolienne.

<sup>7</sup> En euro courant : 66,4 (coût évité = prix de marché) + 1158 M€ / 42 TWh (charge dans la CSPE) = 94 €/MWh soit 82 €/MWh en euro constant

<sup>8</sup> Un coût de 10 €/MWh éolien sur une production de 38 TWh (16 GW installés) correspond à 380 M€. Étalé sur une consommation de 393 TWh (estimation CRE de l'assiette CSPE en 2020) cela correspond à  $\sim 1 \text{ €/MWh}$ . Pour un foyer moyen consommant 5 MWh/an, la facture du soutien à l'éolien est de  $\sim 5 \text{ €/an}$ . Pour une production éolienne de 60 TWh en 2020 (25 GW installés), la facture par foyer est de  $\sim 7,5 \text{ €/an}$

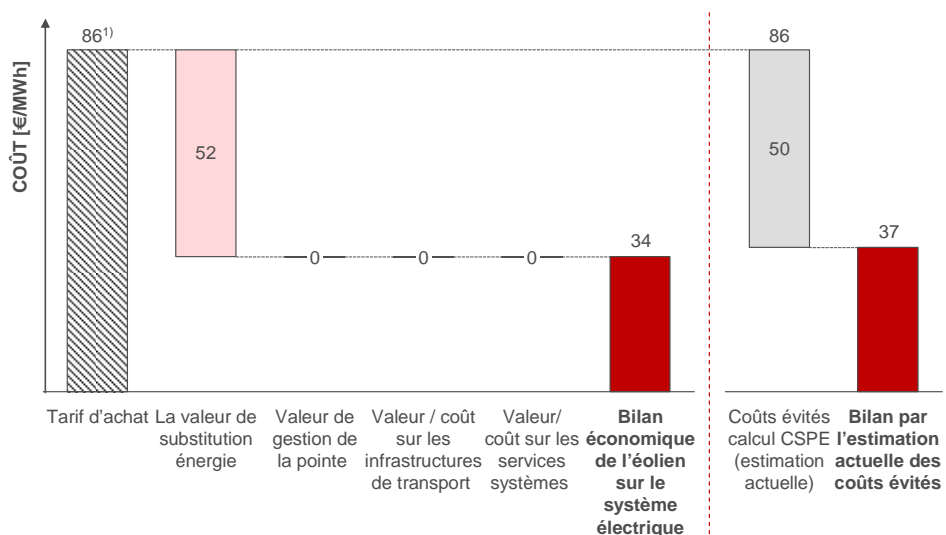
**Illustration 7 : Calcul du bilan économique mis en regard de la contribution de l'éolien à la CSPE - 2020**



**CONSO & ÉOLIEN : RTE RÉFÉRENCE ; NUCLÉAIRE : 50% ; PRIX COMBUSTIBLE : UFE**

- 1) 50% de production en énergie à horizon 2025 : évolution linéaire à partir de 2020
  - 2) Prévisions de la CRE de charges liées à l'éolien onshore dans la CSPE : 1158M€ en 2020 pour 42 TWh produits (euros courants)
  - 3) Hypothèse 2020 DGEC / CRE : Coût évité = 66,4 €<sub>courants</sub>/MWh = 56,8 €<sub>2012</sub>/MWh
- Source: Rapport CSPE Cour des comptes, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

**Illustration 8 : Calcul du bilan économique mis en regard de la contribution de l'éolien à la CSPE - 2011**



1) Coût d'achat 2011 – source CRE

Source: Délibération de la CRE relative à la CSPE 2011, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

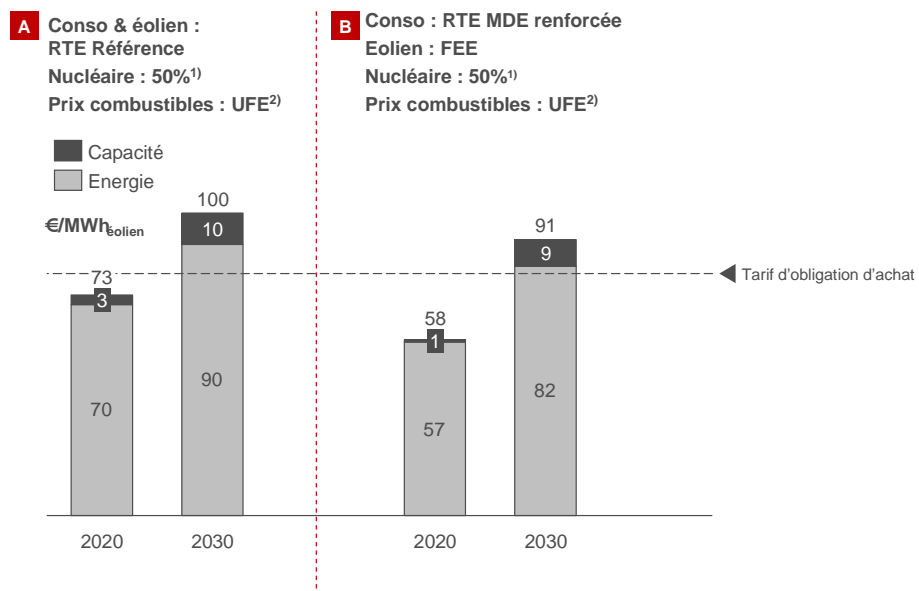
**Lorsque le bilan est dressé en intégrant toutes les valeurs et coûts de l'éolien sur le système électrique, il s'équilibre à horizon 2025.**

Avec l'effet combiné de la hausse du prix des combustibles fossiles, et du nécessaire remplacement de la baisse de production nucléaire entre 2020 et 2025, la valeur de l'éolien se pose principalement comme une substitution à la production d'électricité par des combustibles fossiles. Sa valeur suit alors l'augmentation des prix de ces combustibles. A horizon 2020, chaque MWh éolien produit rapporte ~18 €/MWh au client final (100 €/MWh vs. une OA à 82 €/MWh pour l'éolien terrestre, soit +18€/MWh).

**A cet horizon, l'éolien pourrait s'inscrire dans une compétition directe avec les autres actifs de production, à condition que les mécanismes de marché soient adaptés pour retransmettre efficacement la valeur totale de l'éolien.**

**Avec des hypothèses de déploiement plus important de l'éolien dans le cadre de la transition énergétique (scénario éolien FEE, soit 55 GW d'éolien terrestre & offshore en 2030) et de baisse de la consommation (efficacité énergétique du scénario nouveau mix RTE) le constat reste similaire : le bilan de l'éolien devient positif cette fois à horizon 2030.**

*Illustration 9 : Bilan de l'éolien à horizon 2020 et 2030 selon deux scénarios*



1) 50% de production en énergie à horizon 2025 : évolution linéaire à partir de 2020  
 2) Etude Electricité 2030 – Quels choix pour la France ?

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants