

# Quelles sont les conditions nécessaires pour l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de gros de l'électricité ?

Guy Brassard

***L'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité est souhaitable et possible. Elle requiert l'assainissement des marchés régionaux par la libération des signaux du marché, avant de procéder à l'union européenne de l'électricité souhaitée. Il importe que chacun des participants accepte des concessions, alors que les consommateurs défraient les investissements de l'industrie et supportent tous les risques.***

Le marché de l'électricité s'était adapté aux centrales d'énergie dimensionnées pour satisfaire les besoins nationaux, selon un ordre du mérite technique et économique. La préoccupation majeure des gestionnaires du réseau portait sur un équilibre de court terme. L'ordre du mérite a maintenant perdu son rôle organisateur car les énergies renouvelables ont priorité d'accès sur le réseau, quel que soit le niveau de la demande. La création de l'Union européenne de l'énergie est envisagée comme solution au dysfonctionnement des marchés de l'électricité. Un processus de consultation publique sur la réalisation des grandes orientations de la politique européenne de l'électricité a été lancé par la Commission européenne en juillet 2015. Les options retenues auront un effet durable sur le système électrique :

- a) le système électrique doit être organisé sur la base de signaux de marché,
- b) l'Europe doit produire plus d'énergie renouvelable et consommer moins d'énergie,
- c) l'architecture du système doit être fondée sur le rôle central des échanges à court terme (le marché SPOT),
- d) l'Europe doit être reliée par des interconnexions permettant le transport interrégional

de grandes quantités d'électricité d'origine renouvelable et d'énergie pour les marchés d'ajustement<sup>1</sup>.

Cette vision de la Commission coïncide avec les recommandations des principaux acteurs de l'industrie allemande, notamment en ce qui concerne le développement des interconnexions pour l'évacuation des surplus d'énergie renouvelable et la réduction des besoins d'ajustement<sup>2</sup>.

L'intégration du système électrique européen envisagée par la Commission n'est pas réaliste. Spécifiquement, le système électrique européen ne peut pas être centré sur les marchés à court terme pour favoriser les énergies fatales car une telle organisation empêcherait la majorité des producteurs d'électricité en

1. European Commission, *Launching the public consultation process on a new energy market design*, Brussels 15.7.2015. Voir aussi : *Achieving the 10% electricity target, Making Europe's electricity grid fit for 2020*, Brussels 25.2.2015.

2. Prognos, *Versorgungssicherheit europäisch denken, Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte*, Berlin/Basel, Juni 2015. Cette étude a été commanditée par 50Hertz, Alpiq, Amprion, EnBW, E.ON, RWE, TenneT TSO et al.

Europe d'être rentables dans un marché libéralisé, sans aide financière.

La marge bénéficiaire des producteurs d'électricité est indûment restreinte en raison de la focalisation du marché SPOT sur les coûts marginaux. Le marché à court terme pourrait aussi détruire l'industrie nucléaire. Il est inapproprié de proposer des règles qui favorisent les réseaux caractérisés par un surinvestissement dans des installations renouvelables et des distorsions de marché. L'industrie de l'électricité risquerait une débâcle financière si une réforme cohérente ayant pour but d'intégrer les énergies renouvelables dans un marché libre n'était pas mise en place.

L'intégration des énergies renouvelables requiert d'abord l'assainissement des marchés régionaux par la libération des signaux du marché, avant de procéder à l'Union européenne de l'électricité souhaitée. Le but de cet article est de démontrer que l'intégration des énergies renouvelables dans un marché concurrentiel est possible. Néanmoins, chacun des participants devra faire des concessions.

## 1. L'équilibre dynamique sur le marché à terme

La volatilité des prix sur le marché SPOT (*day-ahead* et *intra-day*) est en forte hausse en raison de l'augmentation des volumes d'énergie offerts sur la base de prévisions à court terme. La priorité d'accès accordée aux obligations d'achat d'énergie renouvelable force les prix à la baisse lorsque la production renouvelable est importante<sup>3</sup>. Les producteurs intégrés peuvent se protéger de l'instabilité des prix SPOT par des conventions bilatérales préservant les marges des entreprises participantes. En contournant les marchés cotés, cette stratégie de défense réduit la concurrence, affaiblit le marché à terme et accroît la volatilité du marché SPOT dans un marché devenu moins liquide.

3. Cludius, J., Hermann H. et al. *The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012*, CEEM, University of New South Wales, Australia, 2013.

Du point de vue des consommateurs, l'organisation actuelle du marché est intenable. D'une part, ils doivent contribuer à la compensation des producteurs pour les surcoûts croissants imposés par la transition énergétique. Les surcoûts attribués à la production des énergies renouvelables et payés par les consommateurs français par le biais du mécanisme de la CSPE (Contribution au service public de l'électricité) auront dépassé les 100 milliards d'euros en 2025 (tableau 1). D'autre part, les industriels voient leur capacité concurrentielle réduite sur le plan mondial en raison de l'élévation rapide du coût de l'électricité en Europe.

<b>Tableau 1</b>	
<b>Estimation des surcharges de la CSPE dues aux énergies renouvelables de 2003 à 2025 en métropole continentale</b>	
<b>Énergie éolienne et photovoltaïque</b>	<b>€ millions</b>
Obligations d'achat 2003 - 2015	16 095 €
Obligations d'achat 2016 - 2025 <sup>(1)</sup>	61 143 €
Éolien en mer <sup>(2)</sup>	14 717 €
<b>Sous-total</b>	<b>91 955 €</b>
TVA (20 %) <sup>(3)</sup>	18 391 €
<b>Total</b>	<b>110 346 €</b>

(1) Estimation basée sur la surcharge prévisionnelle calculée par la CRE pour l'année 2016, en progression annuelle de 7 % jusqu'en 2025.

(2) Estimation basée sur une capacité installée de 3 000 MW produisant pendant 10 ans avec un facteur de charge de 35 %, rémunérée à raison de €200/MWh et compensée par une surcharge de la CSPE de €160/MWh.

(3) Une TVA de 20 % a été historiquement appliquée sur la CSPE.

Ces investissements payés par les consommateurs risquent d'être gaspillés, car il ne peut y avoir d'équilibre financier pour les producteurs d'énergie renouvelable dans un marché basé sur les coûts marginaux. L'importance centrale accordée par la Commission européenne au marché SPOT forcerait les exploitants à démanteler les installations d'énergie renouvelable dont les obligations d'achat auraient atteint leur terme. Les obligations d'achat

connaissent un terme de 15 ans pour l'éolien et de 20 ans pour le photovoltaïque.

En revanche, l'équilibre dynamique serait maintenu si les marchés s'appuyaient sur les coûts d'opération, en déplaçant le négoce entre producteurs et fournisseurs vers le marché à terme. Les prix sur le marché à terme doivent couvrir le coût de production prévu au moment de la livraison, un rendement sur le capital investi et une prime de risque. Ce calcul exclut les prix négatifs parce que les producteurs ne peuvent s'engager à livrer de l'électricité à perte au cours des années à venir. Le marché à terme ainsi déterminé permet aussi de restreindre le pouvoir de marché des grands producteurs d'électricité en empêchant certaines pratiques déloyales.

## 2. La négociation du prix sur le marché coté

La baisse du prix de l'électricité constatée sur le marché SPOT avec l'afflux croissant d'énergie renouvelable démontre que ce marché ne valorise de façon adéquate ni le coût de production de l'électricité ni les contraintes sur le réseau. Pour que l'énergie variable s'intègre dans un marché en concurrence avec les sources classiques d'énergie, la négociation des prix doit être basée sur le coût opérationnel moyen.

Le coût marginal de l'éolien et du solaire est nul (tableau 2). C'est aussi le cas pour la production d'un kilowatt supplémentaire d'une

<b>Tableau 2</b>			
<b>Comparaison des coûts de l'électricité selon trois méthodes</b>			
	<b>Coût complet</b> (incluant l'amortissement) €/ MWh	<b>Coût d'opération</b> <b>moyen</b> (excluant les frais financiers) €/ MWh	<b>Coût marginal</b> (production d'1 kWh suppl.) €/MWh
<b>Nucléaire historique</b>	54 <sup>(1)</sup>	40 <sup>(2)</sup>	0 <sup>(3)</sup>
<b>EPR</b>	105 à 120	80 <sup>(2)</sup>	0 <sup>(3)</sup>
<b>Hydro / Lac</b>	10 à 60	15	0
<b>Hydro / Fil de l'eau</b>	40 à 170	15	0
<b>STEP (stockage d'énergie par pompage et turbinage)</b>	150	40 <sup>(4)</sup>	0
<b>Charbon</b>	40 à 60	30 à 45	30 à 120 <sup>(3)</sup>
<b>CCGT (cycle combiné, <i>Combined cycle gas turbine</i>)</b>	90	60	30 à 90 <sup>(3)</sup>
<b>TAC (turbines à combustion)</b>	110	90	50 à 150 <sup>(3)</sup>
<b>Éolien sur terre</b>	62 à 100	20	0
<b>Éolien en mer</b>	120 à 200	30	0
<b>Photovoltaïque</b>	70 à 450 <sup>(5)</sup>	20 <sup>(6)</sup>	0

(1) Coût post-Fukushima excluant les dépenses publiques de recherche et le coût de l'assurance.

(2) Incluant l'assurance du risque nucléaire. Le coût de production du nucléaire est fonction du temps d'appel.

(3) Le coût marginal d'une centrale thermique en production est faible ; cependant la mise en route d'une centrale à l'arrêt connaît un coût élevé et pose des risques de fiabilité. Les estimations de coût sont hors taxe carbone.

(4) Les STEP ont un rendement estimé de 70 %. Le coût de l'énergie nécessaire au pompage varie selon la valeur de l'énergie consommée.

(5) Ensemble des installations. Le coût complet a diminué à 70 €/ MWh en dix ans.

(6) Coût d'opération moyen des centrales construites depuis 2014.

Source : Sénat, Ademe, Cre, RTE, Energy Brainpool, Cour des comptes et producteurs d'électricité.

**Tableau 3**

<b>Marché à terme de certificats de livraison d'électricité garantie (CLEG) et marché de flexibilité</b>							
Marché de couverture à la hausse obligatoire <sup>(1)</sup>						Pas de <i>hedge</i> à la hausse	
Transactions <sup>(2)</sup> libres avant N-3		Les ventes de CLEG à prix négociés sont fermées à N-3 <sup>(3)</sup> Les échanges de CLEG sont libres entre acteurs <sup>(4)</sup>				Prix libres sous <sup>(3)</sup> réserve de prix plancher	
Prix plancher						Marché Flex de 48 h <sup>(5)</sup>	
N-5	N-4	N-3	N-2	N-1	N	J-1	J

- (1) Le prix d'exercice à la hausse pourrait être de l'ordre de € 150 / MWh ; le coût du produit de couverture pourrait être fixé par le GRT après consultation des acteurs. Éventuellement, ce prix pourrait être négocié sur le marché.
- (2) Les certificats de livraison peuvent être pour une heure ou pour des blocs de quelques heures à plusieurs mois.
- (3) Les offres d'achat et de vente sont fermées à partir de N-3 mais redeviendront possibles sur le marché de flexibilité qui est ouvert aux surplus de toute origine ainsi qu'aux blocs d'effacement. Les centrales mises en service feront exception à cette règle et pourront offrir des CLEG à l'époque de la mise en service.
- (4) Les certificats émis peuvent être échangés en tout temps entre acteurs.
- (5) Les transactions négociées sur le marché à terme et le marché de flexibilité sont réglées après livraison.

unité nucléaire en marche car le retrait du combustible d'une centrale ne produit pas d'économie. Dans le cas des combustibles fossiles, plus flexibles, le coût marginal est fonction de la température de l'installation. Par exemple, le démarrage d'une centrale au gaz à l'arrêt est forcément plus coûteux que la production d'un kilowatt additionnel d'une centrale en fonctionnement.

Pour que la mise en concurrence de toutes les sources d'électricité soit efficace, de nouvelles règles de négociation des contrats de gros doivent être précisées. La participation au marché à terme doit être obligatoire. Ce marché couvre une période de cinq ans avant le jour de livraison. Les producteurs y offriront des Certificats de livraison d'électricité garantie (CLEG) pour des unités horaires et des blocs horaires et mensuels. L'offre de blocs horaires permet aux installations de base de restreindre les arrêts et le suivi de charge afin de réduire les coûts. Les quantités d'électricité transigées pour les trois années précédant le marché de flexibilité (tableau 3) ne pourront pas être modifiées, sauf si le GRT en décidait autrement. Ainsi, autant les producteurs que les fournisseurs devront faire connaître publiquement les quantités négociées, par source d'énergie, plus de trois ans à l'avance.

Le prix des certificats est librement négocié en bourse mais il est prévisible qu'il soit parfois traité au prix du marché SPOT à la date

de livraison. Le prix plancher devrait aussi s'appliquer sur le marché SPOT en distinguant les technologies employées. Les certificats de livraison garantie devront obligatoirement être joints à une couverture à la hausse (*hedge*) visant à protéger l'acquéreur contre le risque d'une augmentation des prix sur le marché de flexibilité, comme cela se fait déjà sur la bourse d'Australie<sup>4</sup>. Par exemple, la couverture à la hausse pourrait avoir un prix d'exercice entre 150 et 300 € / MWh. Le prix du *hedge* pourrait être déterminé par une concertation des acteurs, à savoir les producteurs, fournisseurs et le gestionnaire du réseau de transport (GRT) en fonction du risque au moment de livraison choisi. La médiation du GRT s'impose en raison du pouvoir de marché du producteur historique. Pour sa part, le prix des certificats serait négociable en fonction des blocs horaires, sous réserve d'un prix plancher fixé pour chacune des technologies de production.

Les avantages de cette architecture de marché sont importants pour les fournisseurs et les producteurs. D'une part, les fournisseurs pourront préparer la commercialisation avec un niveau d'incertitude moindre car les prix d'achat de gros seront limités par le prix plancher et le prix d'exercice de la couverture. D'autre part, les producteurs recevront un prix qui ne pourra pas être inférieur au coût

4. Quarter Base A\$300 Cap Products, ASX Energy.

d'opération (le prix plancher), y compris pour l'énergie vendue sur le marché SPOT. Les producteurs supporteront le risque de l'augmentation des prix lors des événements de rareté et auront intérêt à construire les installations qui les limiteront. En contrepartie, ils auront reçu le produit de la vente de couverture afin de financer les installations de pointe et de flexibilité. Des prix plancher et plafond ne seront plus fixés arbitrairement par le gestionnaire du réseau. Le marché de capacité deviendra superflu, puisque le marché à terme sera un lieu de négoce obligatoire et ne sera plus obscurci par des contrats privés. Le marché à terme présente la clé de l'adéquation de l'offre et de la demande. Le GRT pourra anticiper l'équilibre du marché trois ans à l'avance et intervenir dans les cas où l'adéquation ne paraîtrait pas certaine. Autre avantage, les prix étant fixés quelques années avant livraison, producteurs et fournisseurs auront intérêt à réduire leurs coûts.

L'obligation de contractualisation des certificats au moins trois ans à l'avance sur le marché à terme est une contrainte que les fournisseurs préféreraient certainement éviter, car la stabilité de la clientèle n'est pas garantie dans un marché ouvert à la concurrence. Pour cette raison, les fournisseurs doivent en tout temps bénéficier de la liberté de transiger les certificats et les couvertures associées.

### 3. La commercialisation et la centralisation des prévisions

Afin de faciliter la vente directe des énergies renouvelables, le gouvernement allemand encourage le développement d'agrégateurs, lesquels regroupent des exploitants pour commercialiser leur production. La qualité de l'information du regroupement, notamment ses prévisions, en est améliorée par rapport aux moyens des entreprises individuelles. En France, il y aurait avantage à créer une entité de commercialisation des énergies renouvelables qui prendrait en charge la commercialisation de la totalité de la production, y compris l'hydraulique. Tous les producteurs d'énergie renouvelable auraient l'obligation de

contribuer à sa capitalisation avec la participation éventuelle du GRT. La nouvelle entité constituerait une force organisationnelle plus forte que l'activité de ses membres restés indépendants. Cette entité disposerait de moyens et d'information permettant une activité plus efficace sur le marché à terme et entreprendrait une participation innovante des énergies variables à l'ajustement et au stockage d'énergie.

La libéralisation des marchés a remis en évidence l'utilité de la réserve. On attend des fournisseurs qu'ils développent leur marché cible en se fixant des objectifs internes. Responsabiliser les fournisseurs, pour qu'ils se préoccupent de la capacité de pointe annuelle autant que du développement de leur clientèle, créerait une préoccupation gênante qu'ils ne pourraient régler aisément. Le risque prévisionnel doit être minimisé par la centralisation des données, dont le rôle incombe naturellement au GRT. Seul celui-ci peut être tenu responsable de la prévision de la demande globale et de l'adéquation. En corollaire, le GRT devrait prendre en charge la constitution d'une réserve stratégique, en collaboration avec les producteurs qui seraient les bénéficiaires de la vente des couvertures sur le marché à terme.

Le concept du marché de capacité est issu du développement des énergies renouvelables dans le contexte de la libéralisation de l'industrie de l'électricité. Il existe une relation inverse entre les quantités d'électricité renouvelable produite et la réserve de capacité dans une zone. Des marchés de capacité ont été créés aux États-Unis dans le but de rentabiliser les installations de production qui ne vendaient plus suffisamment d'électricité pour être rentables, alors qu'elles étaient nécessaires afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du réseau<sup>5</sup>.

Le degré optimal d'adéquation est fonction de l'estimation des pointes de la demande sur une longue période et d'une marge de réserve fixée intuitivement. Les besoins du marché en Europe diffèrent de ceux en Amérique du nord. Le marché est notablement plus concentré en France et dans plusieurs pays d'Europe. Aux États-Unis, il peut y avoir de nombreux

5. Brown, P. *U.S. Renewable Electricity: How Does Wind Generation Impact Competitive Power Markets?* Congressional Research Service, Washington D.C., 2012.

producteurs majeurs dans une même zone alors qu'il n'y a en a qu'un seul en France et quelques-uns en Allemagne. Un marché de capacité en France bénéficiera essentiellement au producteur historique en le rémunérant pour des installations qui pourraient être obsolètes ou polluantes. En Allemagne, des études ont conclu qu'une réserve stratégique est préférable à un marché de capacité, essentiellement parce que moins coûteuse et moins complexe à exploiter<sup>6</sup>. Le rôle de définir le niveau de réserve stratégique revient au GRT car il est, plutôt que les fournisseurs, en mesure de définir les besoins actuels et futurs du réseau.

Les marchés de capacité peuvent rentabiliser la gestion privée du risque lié à l'adéquation, mais selon ses théoriciens, un marché de capacité ne pourra être efficace et bénéfique qu'après plusieurs décennies<sup>7</sup>. Il est à plutôt à craindre qu'un marché de capacité ne dégrade définitivement l'équilibre du bouquet de production développé historiquement entre les différents équipements. Un marché de capacité réduit l'importance du revenu provenant de la vente d'énergie car la rente de capacité contribue à la rentabilité des actifs en bénéficiant. Le parc de production est donc élargi dans le temps et la baisse des prix de l'énergie se poursuit à cause du développement des énergies renouvelables. Il est vraisemblable que ce mécanisme ait l'effet pervers d'entraîner une accentuation et la généralisation du besoin de soutien financier du parc de production. En effet, le marché de capacité n'apporte aucune réponse à la cause du déficit d'adéquation, laquelle réside dans le développement des énergies renouvelables décidées par les politiques sans égard à la flexibilité du réseau. Il serait plus efficace de s'en remettre à la capacité d'absorption du marché, déterminée par des garanties de livraison négociées sur le marché à terme.

---

6. Consentec, *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Aachen, 2012 ; Huschke, T., Lenck, T. *Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen*, Energy Brainpool, Berlin, 2013.

7. Cramton, P., Ockenfels, A. *Economics and design of capacity markets for the power sector*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (2) pp. 113-134, 2012.

## 4. L'équilibre du bouquet de production

En Allemagne, on estime que les prix négatifs seront de plus en plus fréquents<sup>8</sup>. La prévalence de prix inférieurs aux coûts d'opération observée sur le marché *intra-day* est cependant plus préoccupante car elle est plus fréquente et sape la solidité financière des producteurs d'électricité (tableau 2 et Figure 1).

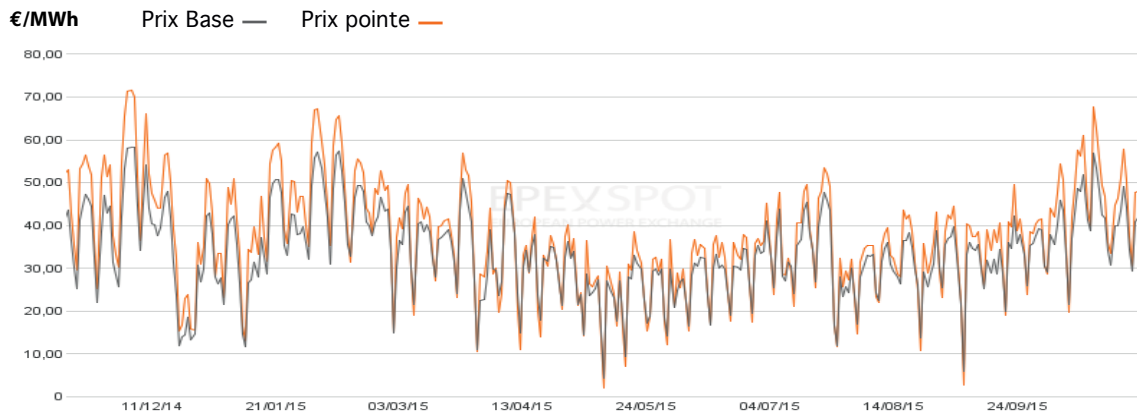
Deux facteurs sont en cause. D'une part, en l'absence de moyens de stockage rentables, les vendeurs d'énergie fatale seront toujours disposés à livrer leur production à tout prix positif. D'autre part, le développement des énergies renouvelables se fait à un rythme arbitraire, décidé par des intervenants politiques qui ne considèrent pas la capacité d'absorption du système électrique.

La négociation des *certificats de livraison d'électricité garantie* sur le marché à terme sera conditionnée pour maintenir l'équilibre dynamique des équipements de production. Plus précisément, un producteur (ou son représentant) ne pourra vendre de l'électricité que s'il est certain de pouvoir livrer la quantité inscrite sur le certificat. La garantie de livraison permettra au marché de déterminer lui-même les nouvelles capacités classiques ou renouvelables que le marché pourra absorber. Dans l'éventualité d'un problème d'approvisionnement, l'engagement de livraison du certificat devra être respecté en faisant appel à une source de flexibilité telle que l'hydraulique, le stockage d'énergie, une offre sur le marché SPOT ou des importations. Le marché à terme garantit la vente et la livraison d'énergie, alors que le marché SPOT est limité aux besoins additionnels et à l'ajustement au meilleur prix disponible, sous réserve des prix plancher et des contraintes de transport. Un certificat de livraison du marché à terme a priorité sur le réseau et doit être réglé selon ses termes.

Les ventes sur le marché à terme peuvent être fixées au prix du marché SPOT au moment

---

8. Götz, P., Henkel, J. *et al. Negative Strompreise : Ursachen und Wirkungen*, Energy Brainpool, Berlin, Juni 2014, p. 72.



**Figure 1. Day-ahead fixing, European Electricity Index (ELIX)  
du 6 novembre 2014 au 5 novembre 2015**

Source : EPEX SPOT

de la livraison. Une mesure additionnelle s'impose alors pour éviter que les prix SPOT ne soient excessivement affaiblis lors de la production importante d'énergie renouvelable. Les transactions ne connaîtront pas de prix plafond sur le marché SPOT, mais plutôt un prix plancher identique à celui du marché à terme. Ainsi, il ne serait pas possible de vendre à perte, d'écouler la production d'énergie fatale à un prix quasi-nul, de pratiquer le dumping ou des prix négatifs jusqu'au démantèlement de centrales classiques ou d'énergie renouvelable de concurrents, financées par les consommateurs d'électricité avant le terme des obligations d'achat. Cette règle réduira considérablement le pouvoir de marché des groupes de production puissants (tableau 4).

La règle du prix plancher favorise les sources d'énergie renouvelable parce que leur coût moyen d'opération après amortissement est faible. Cet avantage concurrentiel est tempéré par la nécessité de garantir la livraison pour vendre un certificat sur le marché à terme. Les importations pourront participer de plein droit au marché coté, à terme et SPOT, avec l'obligation d'en respecter les règles. Le prix des importations devra cependant refléter un coût de congestion, c'est-à-dire d'interconnexion et de transport, car il ne serait pas économiquement rationnel de mettre en concurrence sur la même base de prix l'électricité éolienne provenant d'Autriche et de l'Aude pour desservir les besoins du sud-ouest de la France. En effet,

les coûts de transport ne seraient pas du même ordre. La tarification du transport de l'électricité selon la méthode du *timbre-poste* (même tarif d'accès au réseau de transport quelle que soit la distance parcourue)<sup>9</sup> est désuète à l'heure de l'intégration des marchés.

## 5. La gestion des surplus d'énergie renouvelable

Les capacités de production de source renouvelable en Europe ont atteint un niveau important, soit 43 % de la capacité installée et 30 % de l'énergie produite par les pays d'Europe de l'ouest (tableau 5). La France et la Belgique sont nettement en-dessous de la moyenne régionale, avec une part respective de 18 et 19 % de la production brute de source renouvelable, alors qu'elle atteint 28 % en Allemagne malgré des ressources hydrauliques modestes. Une plus lente introduction des énergies éoliennes et photovoltaïques en France et en Belgique a été bénéfique, alors que la priorité d'accès accordée à l'électricité d'origine renouvelable aurait eu pour effet de détruire la rentabilité du groupe nucléaire si la participation des énergies fatales avait été accélérée.

9. Voir Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB.

**Tableau 4**

**Estimation du prix plancher de l'électricité négociée en bourse**

	Capacité installée MW	Disponibilité %	Facteur de charge RÉEL %	Négociation		Prix plancher € / MWh
				à terme	SPOT	
<b>Nucléaire historique</b>	63 100	80 % <sup>(1)</sup>	75 %	Oui	X	40 €
<b>EPR</b>	1 650	80 % <sup>(2)</sup>	78 % <sup>(1)</sup>	Oui	X	80 €
<b>Hydro / Lac</b>	13 600	90 %	26 %	X	Oui	15 €
<b>Hydro / Fil de l'eau</b>	7 500	65 %	57 %	Oui	X	15 €
<b>STEP (stockage d'énergie par pompage et turbinage) <sup>(3)</sup></b>	4 575	15 %	10 %	X	Oui	35 €
<b>Charbon</b>	2 900	90 %	32 %	Oui	X	50 € <sup>(4)</sup>
<b>CCGT (cycle combiné, <i>Combined cycle gas turbine</i>)</b>	5 000	96 %	12 %	Oui	Oui	80 € <sup>(4)</sup>
<b>TAC (turbines à combustion)</b>	3 100	96 %	2 %	X	Oui	110 € <sup>(4)</sup>
<b>Éolien sur terre</b>	9 769	95 %	22 %	Oui	Oui	20 €
<b>Éolien en mer</b>	3 123	95 %	35 % <sup>(5)</sup>	Oui	Oui	30 €
<b>Photovoltaïque</b>	5 702	95 %	20 %	Oui	Oui	20 €
<b>Thermique renouvelable <sup>(6)</sup></b>	1 500	90 %	47 %	Oui	X	35 €
<b>Importations <sup>(7)</sup></b>	10 000	N/A	N/A	Oui	Oui	Op + Tr <sup>(8)</sup>

(1) Depuis 1999, le coefficient de disponibilité du parc nucléaire a évolué entre 76 et 84 %.

(2) Les coefficients de disponibilité et de charge sont hypothétiques.

(3) Les STEP stockent de l'eau dans un réservoir pendant les heures creuses pour la transformer en électricité lorsque la demande le justifie.

(4) Le prix plancher des combustibles fossiles tient compte d'une taxe carbone pénalisante.

(5) Projet en cours. Les facteurs de charge sont hypothétiques.

(6) Les capacités en 2014 étaient de 826 MW pour les déchets ménagers, 109 MW pour la papeterie, 298 MW pour le biogaz et 255 MW pour la biomasse.

(7) Les capacités hivernales sont de 10 000 MW pour l'importation et de 15 000 MW pour l'export.

(8) Le prix plancher des importations est constitué du coût d'opération (OPEX) des centrales d'origine, sur la base des coûts des centrales de même type en France, ainsi que des coûts d'interconnexion et de transport additionnels.

Source : RTE, CRE, Hervé Nifenecker, Union française de l'électricité

Les surplus d'électricité dégagés par les énergies renouvelables et les besoins de flexibilité qu'elles nécessitent progressent de façon exponentielle. Lorsque la capacité de production renouvelable est faible, la courbe de surproduction est horizontale avant de connaître une accélération rapide avec l'augmentation de production. Le seuil de progression accélérée est fonction de l'équilibre éolien-solaire. Il appert qu'une forte proportion d'énergie photovoltaïque déclenche l'accélération de la courbe de surplus plus tôt, par comparaison à un bouquet où l'éolien prédomine dans les

installations renouvelables. La variabilité de l'énergie éolienne est stochastique, avec une production plus forte au cours de l'hiver, alors que la production solaire révèle une fonction déterministe dans sa distribution temporelle<sup>10</sup>.

L'Allemagne est maintenant exposée à des situations de variations de puissance renouvelable de 6 000 MW en 15 minutes et de

10. Schaber, K., Steinke, F. *et al. Parametric Study of Variable Renewable Energy Integration in Europe: Advantages and Costs of Transmission Grid Extensions*, Institut für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Munich, 2011.



**Tableau 5**

**Origine de la production brute d'électricité dans le sud-ouest de l'Europe en 2014**

	Hydro		Éolien		Solaire		Autres EnR		Nucléaire		Thermique		Total	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
<b>France</b> <sup>(1)</sup>	25	68	9	16	5	6	2	7	63	416	24	27	129	541
<b>Allemagne</b>	11	24	37	55	38	35	7	37	12	92	85	306	190	549
<b>Autriche</b>	13	40	2	3	0,3	0	0,4	3	0	0	8	20	24	66
<b>Belgique</b>	1	1	2	4	3	3	1	5	6	32	7	22	20	68
<b>Suisse</b> <sup>(1,2)</sup>	14	39	0,1	0,1	1	1	0,03	1,7	3	26	0,06	1,3	18	69
<b>UK</b> <sup>(1)</sup>	4	9	13	32	5	4	5	23	10	64	60	204	98	339
<b>Italie</b>	22	58	9	15	19	23	5	11	0	0	71	160	125	267
<b>Espagne</b>	19	42	23	51	7	13	1	6	8	55	49	100	106	267
<b>Portugal</b>	6	16	5	12	0,4	1	0,2	3	0	0	7	18	18	49
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>298</b>	<b>98</b>	<b>189</b>	<b>79</b>	<b>85</b>	<b>20</b>	<b>94</b>	<b>102</b>	<b>685</b>	<b>312</b>	<b>858</b>	<b>727</b>	<b>2209</b>
<b>Total EnR</b>													<b>313</b>	<b>667</b>

(1) L'hydraulique inclut la réserve pompée.

(2) L'électricité provenant de l'incinération des ordures ménagères est incluse dans les autres EnR. Selon l'Ofen, la production thermique suisse comprend la cogénération. Ni l'incinération ni la cogénération ne sont agrégées dans la capacité installée.

Source : ENTSO-E, Red de Electrica España, UK National Statistics, Office fédéral de l'énergie de Suisse.

40 000 MW en 4 heures<sup>11</sup>. Les estimations de surplus générés par le développement des énergies renouvelable dans 15 ans ou plus sont liées à l'amélioration de la flexibilité du réseau et aux innovations techniques anticipées. La progression souhaitée des énergies renouvelables jusqu'en 2050 donne une appréciation des besoins de flexibilité. En 2014, l'Allemagne a produit 151 TWh d'électricité avec 92 000 MW de capacité de source renouvelable, soit 27 % de la production totale. Pour 2050, la cible de production renouvelable se situe autour de 400 TWh<sup>12</sup>, pour une part d'au moins 80 % de la consommation d'électricité, conformément aux objectifs de la réforme sur les énergies renouvelables adoptées en 2014<sup>13</sup>.

11. Agora Energiewende, *12 Thesen zur Energiewende*, Berlin, November 2012.

12. Nitsch, J., Pregger, T. et al. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, DLR, Fraunhofer, IFNE, Stuttgart, 2012.

13. Gaebler, S.F. *Quelle architecture pour les appels d'offres EnR en Allemagne ?* Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, Berlin, août 2015.

La stratégie allemande de développement des capacités renouvelables favorise l'éolien terrestre et le photovoltaïque près des points de consommation. Le pays connaît des problèmes de congestion entre le nord où se trouvent les meilleurs gisements de vent et le sud où se situent de grands centres urbains et industriels. Le développement de l'éolien en mer est donc contraint à 6 500 MW en 2020 à cause de ses coûts élevés et des problèmes de congestion qu'il aggraverait<sup>14</sup>.

La solution la moins coûteuse pour flexibiliser un réseau en grande partie renouvelable est de développer les échanges internationaux. Cela signifie le développement du réseau de transport pour tenir compte des nouveaux sites de production, l'exportation des surplus d'énergie et l'importation de l'électricité lorsque les installations pour la production sont incapables de satisfaire la demande. ENTSO-E confirme que le déploiement des énergies renouvelables sera la première motivation

14. Consentec, Fraunhofer, *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Agora Energiewende, Berlin, 2013.

pour l'amplification du réseau de transport à l'horizon 2030<sup>15</sup>.

L'extension du réseau de transport européen envisagé par ENTSO-E jusqu'en 2030 au coût de €150 milliards est conforme à l'orientation de la politique européenne. Ce programme ambitieux est nécessaire dans la perspective d'une part de 60 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité. Les défis techniques posés par l'introduction massive d'énergie renouvelable sur le réseau sont néanmoins importants. Par exemple, il pourrait être difficile de maintenir la fréquence sur le réseau si son inertie était fortement réduite<sup>16</sup>.

Pour favoriser les économies et la convergence des prix, la France, la Belgique et les Pays-Bas se sont entendus en 2006 pour un couplage des prix. En 2010, l'Allemagne et le Luxembourg se sont joints à cette initiative. L'effet de ce couplage a été de faire baisser les prix dans la région concernée<sup>17</sup> en raison de ce qui a été qualifié de « *contagion de l'effet EnR* »<sup>18</sup>.

Le couplage des marchés et le développement des interconnexions n'apportent pas les mêmes bénéfices pour chacune des zones concernées. En effet, la charge résiduelle (demande totale moins la production renouvelable) ne diminuerait que faiblement dans l'éventualité d'une intégration complète des marchés d'Europe de l'Ouest<sup>19</sup>. En revanche, le suivi de charge deviendrait plus complexe en raison de la variabilité des énergies renouvelables, alors que la baisse des prix dans un marché SPOT, basé sur les coûts marginaux, détruirait la rentabilité des installations nucléaires<sup>20</sup>.

---

15. ENTSO-E, *Ten-Year Network Development Plan 2014*, July 2014.

16. *Ibid.* p. 94.

17. CRE, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel*, Rapport 2013-2014, p. 93.

18. Commissariat général à la stratégie et à la prospective, *La crise du système électrique européen, Diagnostic et solutions*, www.strategie.gouv.fr, janvier 2014, p. 103.

19. Prognos, *Versorgungssicherheit europäisch denken; Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte*, Berlin/Basel, Juni 2015, p. 29 et p. 35.

20. Bruynooghe, C., Ericksson, A., Fulli, G. *Load-following operating mode at Nuclear Power plants and incidence on*

Pour survivre, le secteur nucléaire aurait alors besoin d'importantes primes de capacité ou de contrats à long terme avec une rémunération garantie. Les interconnexions ne peuvent pas être une solution globale en Europe car elles affectent la rentabilité de réseaux nationaux, lesquels connaissent des contraintes et des coûts différents.

## 6. Le marché de flexibilité

Dans un marché à terme intégrant les énergies fatales, le marché SPOT (les 48 heures avant livraison) se révèle être un marché de flexibilité. S'y négocient les surplus d'énergie, les produits d'ajustement et les services ancillaires. Les quantités d'électricité dont la production n'avait pu être anticipée y sont offertes, sous réserve du prix plancher applicable, de sorte que les énergies fatales peuvent participer à l'ajustement à la hausse comme à la baisse.

Il s'impose que le pouvoir politique laisse discrétion au gestionnaire du réseau de réduire ou limiter la production de quelque installation que ce soit lorsque la sécurité et l'optimisation de l'exploitation du réseau le nécessiteront. La participation des énergies renouvelables est nécessaire à l'ajustement, en raison de leur part croissante dans le bouquet de production et de leur distribution décentralisée. Une forte participation des énergies renouvelables augmente les contraintes de charge minimale<sup>21</sup>. En France, le soutirage peut augmenter ou chuter de 10 000 MW en moins de deux heures ; dans le même intervalle, la production renouvelable peut varier d'un ordre de grandeur comparable, mais dans le sens contraire des besoins du réseau. Les centrales nucléaires ont une flexibilité réduite pour le suivi de charge et ne peuvent pas participer à l'ajustement. Les centrales au gaz sont flexibles mais une augmentation du nombre des arrêts et départs a une incidence sur les coûts d'entretien et

---

*Operation and Maintenance costs. Compatibility with wind power variability*, EC, Institute for Energy, 2010.

21. Porter, K., Fink, S. *Review of industry practice and experience in the integration of wind and solar generation*, PJM Renewable Integration Study, November 2012, p. 135.

la durée de vie des actifs. Les installations renouvelables (et de cogénération) peuvent être équipées de commandes à distance, comme cela est obligatoire en Allemagne depuis 2014<sup>22</sup>. En revanche, les installations renouvelables ne sont pas endommagées par des arrêts et départs intermittents.

Les mesures d'ajustement ont jusqu'à présent été modestement rémunérées. Lors des épisodes de forte production renouvelable, les besoins d'ajustement et de remédiation (*redispatching*) sont plus grands. Parce qu'une grande partie des installations renouvelables sont raccordées au réseau de distribution, la remédiation prend une grande importance. Les mesures d'ajustement et de remédiation devront dorénavant générer une compensation financière pour chacune des parties impliquées sur la base des prix pratiqués sur le marché SPOT (ou selon le coût d'opportunité). La référence au coût marginal n'est pas envisageable puisqu'il est nul dans le cas des énergies fatales et aussi pour les centrales classiques dans certaines circonstances.

Les activations sur le réseau de distribution peuvent créer des contraintes sur le réseau de transport. La majorité des installations renouvelables étant raccordées au réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de distribution doit disposer d'outils de flexibilité et être en communication permanente avec le gestionnaire du réseau de transport.

La juste compensation de la remédiation et de l'ajustement met en relief le suivi de charge parce que celui-ci est plus économique. Les gestionnaires des réseaux européens bénéficieront du développement de stratégies et d'équipements adaptés à cette évolution.

## 7. Le développement de la concurrence

La politique soutenue par la Commission européenne vise à libéraliser les marchés pour développer la concurrence. Certains producteurs d'électricité intégrés ont des réticences concernant la perspective d'une concurrence

basée sur les signaux des marchés. Ils plaident en faveur d'appels d'offres découlant d'une planification centralisée, générant la signature de contrats de longue durée<sup>23</sup>. Un tel système permettrait aux plus grandes entreprises de conserver leur position dominante dans l'industrie. Les contrats à long terme ont pour effet de réduire le risque des investissements d'infrastructures, mais aussi de contrer les effets de la concurrence sur le marché. Le recours aux appels d'offres tend à exclure les nouveaux entrants parce qu'ils favorisent les entreprises disposant d'importants moyens financiers et détenant un important portefeuille de clients.

Les contrats à long terme constituent une voie d'évitement à la concurrence ; pour cette raison, il est nécessaire d'interdire aux producteurs d'électricité et aux fournisseurs d'électricité d'entretenir des liens capitalistiques et d'éviter toute forme de collusion. La négociation des certificats de livraison d'électricité sur le marché à terme ne pourrait être libre et concurrentielle si les fournisseurs et les producteurs se rapprochaient par des ententes restreignant la concurrence.

L'organisation actuelle du marché de l'électricité en France ne permet pas le développement d'un marché concurrentiel. L'opérateur historique contrôle actuellement l'essentiel de la production française, la fourniture aux consommateurs, la gestion du réseau de transport et la majeure partie du réseau de distribution. Pour créer les conditions nécessaires à un marché de gros concurrentiel, la distribution de l'électricité doit aussi être scindée de la fourniture aux consommateurs.

Le déplacement du négoce de l'énergie du marché SPOT vers le marché à terme aurait des effets économiques bénéfiques pour la communauté. Les intervenants politiques doivent faire confiance à la capacité du marché de gros de l'électricité de trouver un équilibre dynamique et s'abstenir d'aider, subventionner des entreprises et complexifier les règles administratives de l'industrie de l'électricité. L'industrie électrique a été un des principaux

22. Geiger, A., Scheidel, T. *Intégration au réseau et vente directe en Allemagne*, Transnet BW, mai 2015.

23. Roques, F., Perekhodtsev, D. *Policy Recommendations for a Sustainable EU Power Market Design*, FTI, Paris, June 2015. Cette étude a été commanditée par EDF, EDP, ENEL, ESB, GDF Suez et al.

moteurs du développement économique en Europe. Des interventions inconsidérées des gouvernements ont pour effet de transformer l'énergie électrique en un frein économique, en augmentant indûment les coûts pour les consommateurs<sup>24</sup>. La progression des coûts de fourniture et des taxes pour la modernisation des réseaux est rapide. En 2015, les taxes représentent 35% de la facture d'électricité en France et 52% en Allemagne<sup>25</sup>.

Le rôle central du marché à terme faciliterait la planification financière des producteurs (français et étrangers) car ils seraient ainsi en mesure de contracter la livraison d'électricité au moins trois ans à l'avance. Les surplus d'énergie sans certificat pourraient être vendus, en tout ou en partie, sur le marché SPOT, en France ou à l'étranger, sans affecter les contrats de livraison certifiés sur le marché à terme.

Le marché de l'électricité doit être amélioré dans le meilleur intérêt des clients et des contribuables. Les consommateurs doivent payer les investissements de l'industrie de l'électricité et supporter tous les risques. L'intégration des énergies renouvelables dans un marché concurrentiel est souhaitable et possible. Lorsque la France disposera d'un marché intégré, l'harmonisation avec les pays voisins jouissant d'un marché de l'électricité concurrentiel répondant aux signaux de marché sera alors praticable. ■

## Bibliographie

- Ademe, *Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050*, Rapport final, 2015.
- Ademe, ATEE et al. Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, 2013.
- Agora Energiewende, *12 Thesen zur Energiewende*, Berlin, November 2012.
- BAKER, P., GOTTSTEIN, M. *Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider*, Regulatory Assistance Project, May 2011.

24. Voir Brassard, G., « La surévaluation des surcoûts des énergies renouvelables », *Revue de l'Énergie* n° 626, juillet-août 2015, pp. 293-307.

25. Baudelet, F. *La libéralisation du marché de l'électricité en France et en Allemagne*, OFAEnR, Berlin, septembre 2015.

- BAUDELET, F. *La libéralisation du marché de l'électricité en France et en Allemagne*, OFAEnR, Berlin, septembre 2015.
- BRASSARD, G., « La surévaluation des surcoûts des énergies renouvelables », *Revue de l'Énergie* n° 626, juillet-août 2015, pp. 293-307.
- Brattle Group, *Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model*, PJM, August 2014.
- BROWN, P. *U.S. Renewable Electricity: How Does Wind Generation Impact Competitive Power Markets?* Congressional Research Service, Washington D.C., 2012.
- BRUYNOOGHE, C., ERICKSSON, A., FULLI, G. *Load-following operating mode at Nuclear Power plants and incidence on Operation and Maintenance costs. Compatibility with wind power variability*, EC, Institute for Energy, 2010.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbarer-Energien-Anlagen, Eckpunktepapier*, Berlin, 31 Juli 2015.
- CHAPON, A. *Einspeisemanagement in Frankreich und Deutschland*, Office franco-allemand pour les EnR, septembre 2015.
- CLUDIUS, J., HERMANN H. et al. *The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012*, CEEM, University of New South Wales, Australia, 2013.
- COCHRAN, J., MILLER, M. et al. *Market Evolution: Wholesale Electricity Market design for 21<sup>st</sup> Century Power Systems*, NREL, Golden, CO, October 2013.
- Commissariat général à la stratégie et à la prospective, *La crise du système électrique européen Diagnostic et solutions*, www.stratégie.gouv.fr, janvier 2014, p. 103.
- Consentec, *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Aachen, 2012.
- Consentec, Fraunhofer, *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Agora Energiewende, Berlin, 2013.
- Cour des comptes, *La politique de développement des énergies renouvelables*, Paris, 2013.
- CRAMTON, P., OCKENFELS, A. *Economics and design of capacity markets for the power sector*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36(2) pp. 113-134, 2012.
- CRAMTON, P., OCKENFELS, A., STOFT, S. *Capacity Market Fundamentals*, University of Maryland, May 2013.
- CRAMTON, P., Stoft, S., *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*, California's Electricity Oversight Board, April 2006.
- CRE, *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité*, Paris, juin 2013.
- CRE, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2, et du gaz naturel*, Rapport 2013-2014, Paris, p. 93.
- Enemex Corporation, *Eastern wind integration and transmission study*, NREL, Golden, CO, February 2011.
- Eurelectric, *Flexibility and Aggregation, Requirements for their interaction in the market*, January 2014.
- Eurelectric, *Integrating intermittent renewable sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions*, 2011.

- Federal Energy Regulatory Commission, *Price Formation in Organized Wholesale Electricity Markets*, Docket N° AD14-000, Operator-Initiated Commitments in RTO and ISO Markets, Washington D.C., December 2014.
- FINON, D. *Le besoin des marchés de la flexibilité : l'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables*, Dauphine Université, Paris, décembre 2014.
- GAEBLER, S.F. *Quelle architecture pour les appels d'offres EnR en Allemagne ?* Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, Berlin, août 2015.
- GEIGER, A., SCHEIDEL, T. *Intégration au réseau et vente directe en Allemagne*, Transnet BW, mai 2015.
- GIBERSON, M., *Assessing Wind Power Cost Estimates*, Center for Energy Commerce, Texas Tech University, October 2013.
- GLACHANT, J-M, HENRIOT, A. *Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Boston, November 2013.
- GOTTSTEIN, M. *Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System*, The Regulatory Assistance Project, 2012.
- GOTTSTEIN, M., SCHWARTZ, L. *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources*, The Regulatory Assistance Project, 2010.
- GÖTZ, P, HENKEL, J. et al. *Negative Strompreise : Ursachen und Wirkungen*, Energy Brainpool, Berlin, Juni 2014, p. 72.
- HAUSER, E., LUXENBURGER, M. *Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien*, Energy Brainpool, Berlin, Juli 2014.
- HUSCHKE, T., LENCK, T. *Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen*, Energy Brainpool, Berlin, 2013.
- IAEW, Consentec, *Studie zur Ermittlung des technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbarer Energien*, FGH, Mannheim, Januar 2012.
- IEA, *Securing Power during the Transition*, 2012.
- JOSKOW, P. *Markets for Power in the United States: An Interim Assessment*, The Energy Journal, col. 27, 2006.
- KEAY, M. *The EU "Target Model" for electricity markets: fit for purpose?* The Oxford Institute for Energy Studies, May 2013.
- LÉVÊQUE, F., DE MUIZON, G. et al., « Justifications économiques de l'utilité d'un mécanisme de bouclage dans le fonctionnement d'un dispositif d'obligation de capacité », *Revue de l'Énergie* n° 603, septembre-octobre 2011.
- MATHIEU, A., BAUDELET, F. *Le livre blanc du BMWi : « Un marché de l'électricité pour la transition énergétique »*, OFAEnR, juillet 2015.
- MILLIGAN, M., ELA, E. *Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures. Vol 4 of Renewable Electricity Futures Study*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2012.
- McDERMOTT, K. *Cost of Service Regulation in the Investor-Owned Electric Utility Industry*, Edison Electric Institute, Washington D.C., June 2012.
- NITSCH, J., PREGGER et al. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, DLR, Fraunhofer, IFNE, Stuttgart, 2012.
- Nuclear Energy Agency, *Nuclear Energy and Renewables*, OECD, Paris, 2012.
- Nuclear Energy Agency, *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, OECD, Paris, 2011.
- PORTER, K., FINK, S. *Review of industry practice and experience in the integration of wind and solar generation*, PJM Renewable Integration Study, November 2012, p. 135.
- Pöyry, *Proposition pour une nouvelle architecture du marché de l'électricité*, Rapport pour France Énergie Éolienne, septembre 2014.
- Prognos, IAEW, *Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector*, 2014.
- Prognos, *Versorgungssicherheit europäisch denken. Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte*, Berlin/Basel, Juni 2015.
- Rapport Poignant-Sido*, Ministère de l'Écologie, Paris, avril 2010.
- RAUTKIVI, M., KRUISDIJK, M. *Future Market Design for Reliable Electricity Systems in Europe*, Wärtsilä Corporation, Finland, 2013.
- RIOUS, V., ROQUES, F. et al. *Which electricity market design to encourage the development of demand response?* Paris, July 2011.
- ROQUES, F., PEREKHODTSEV, D. *Policy Recommendations for a Sustainable EU Power Market Design*, FTI, Paris, June 2015.
- SCHABER, K., STEINKE, F. et al. *Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany*, Paper presented at the International Energy Workshop 2013 in Paris, Munich, July 2013.
- SCHABER, K., STEINKE, F. et al. *Parametric Study of Variable Renewable Energy Integration in Europe: Advantages and Costs of Transmission Grid Extensions*, Institut für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Munich, 2011.
- SORKNAES, P., ANDERSEN, A. et al. *Market Integration of Wind Power in Electricity System Balancing*, Aalborg University, Department of Development and Planning, 2012.
- VAN DEN BERGH, K., COUCKUYT, D. *Redispatching in an interconnected electricity system with high renewable penetration*, KULeuven Energy Institute, January 2015.
- WILDE, D. *How reliable is the price forming mechanism on the European energy exchange (EEX) for the German wholesale electricity market?*, CEPMLP ANNUAL Review – CAR Volume 15 (2013).
- WOLAK, F. *What's Wrong with Capacity Markets?* Department of Economics, Stanford University, June 2004.