

Thèse n°3 sur le market design du secteur électrique

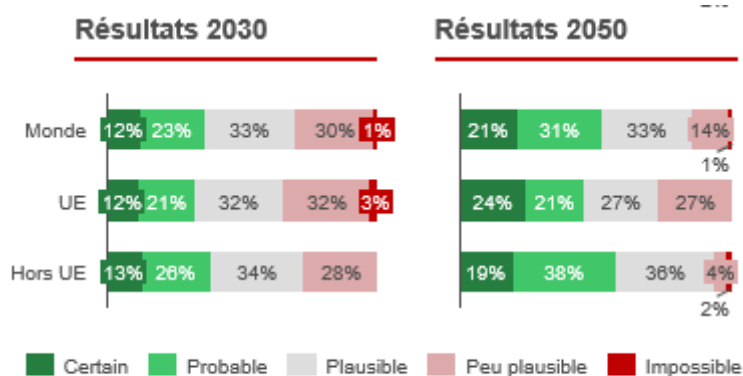
Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

- a. Le prix de marché de gros disparaîtra comme référence pertinente pour le signal prix d'investissement (restant seulement pour l'optimisation du dispatching).
- b. Le *market design* doit être adapté de façon à introduire ou réintroduire des signaux de prix ou des contrats de long terme.

a) Market design



- Le panel émet sur cette thèse des avis partagés à horizon 2030, en et hors Europe, avec moins de 40% d'avis positifs. A cette échéance, certains répondants **soulignent l'absence d'alternative viable** et pensent que le prix de marché de gros « continuera à guider la constitution des portefeuilles » et à influencer les investissements dans les capacités de production autres que l'éolien et le solaire.
- Les avis positifs sont plus nombreux à horizon 2050 mais encore faiblement majoritaires, reflétant des réticences sur une thèse mettant en cause le rôle du prix de marché de gros en tant que référence pour le signal prix d'investissement. De nombreux commentaires considèrent que sa pertinence dans sa configuration actuelle sera remise en question : les ENR étant caractérisées par « une forte intensité capitalistique et un faible coût d'exploitation, les prix de marché de gros ne seront plus pertinents comme signal prix d'investissement ». Cependant les avis sont partagés sur ce sujet, et plus encore sur les alternatives possibles. Les mécanismes de capacité et de valorisation de la flexibilité sont notamment cités comme signal d'investissement pour les technologies ayant une valeur capacitaire. L'adoption éventuelle par les pouvoirs publics d'autres mécanismes de soutien aux investissements, pour assurer le bon fonctionnement du marché et la sécurité d'approvisionnement, pourrait également contribuer à réduire le rôle des prix de marché.

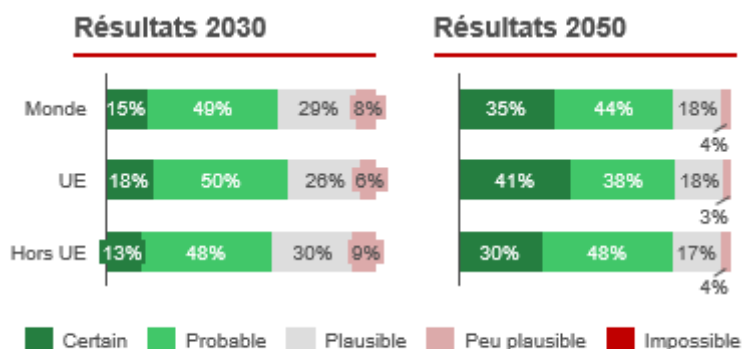
Extraits des commentaires :

- **Verbatim en faveur de la thèse :**
- « La tarification sera revue pour permettre de financer les coûts fixes dans un système où les coûts variables du mix électrique seront très faibles. La logique au coût marginal permettra le dispatching des centrales mais pas la rémunération des centrales ; on a déjà un marché de capacité et il faudra améliorer le système »
- “The shift from energy as commodity to markets for energy services aligns with the shift to zero-marginal-cost power generation. End-users will increasingly customize their energy

sources and uses with on-site equipment, making the grid the residual supply rather than the primary supply. Spot energy market revenues will continue to shrink. For the TSO, real-time balancing will be about procuring responsive services (e.g., frequency response and synthetic inertia) rather than spot energy transactions.”

- “I expect that policymakers are too afraid of malfunctioning markets and wrong investor expectations to continue relying on an energy-only market for determining investments. The public reaction to a major blackout would be so negative that I think it likely policymakers will implement additional measures to ensure that the stability of power system is ensured, thus adding additional incentives to provoke investments and making the wholesale price less important for investment decisions”
- **Réserves exprimées :**
- « Il serait nécessaire que d'autres signaux que le prix de gros servent pour justifier les investissements. Mais cela sera difficile de faire évoluer substantiellement le market design à l'horizon 2030. La taxation du CO2 pourrait être un paramètre essentiel. »
- “I believe the markets will not dismiss the role of the wholesale market price in their investment decisions, and that it will accordingly play a role in price formation. However that role does have the potential to be quite different from the role it plays today. It is possible that it could become irrelevant in the future, but more likely that it becomes less relevant and complemented with other sources of price information that take more priority.”

b) Signaux de prix et contrats de long terme



- Des avis positifs sont majoritairement exprimés en faveur de cette thèse, dès l’horizon 2030 et a fortiori à l’horizon 2050. A long terme le consensus est même très marqué, avec près de 80% d’opinions positives. Les commentaires convergent sur la **nécessité d’un « redesign »** pour « donner de la visibilité rapidement aux investisseurs » sans intervention excessive des gouvernements ou planification centralisée.
- Un consensus ne ressort cependant pas des commentaires sur la solution à mettre en place. Divers éléments de solutions sont évoqués, qui incluent :
 - les marchés de capacité,
 - la généralisation des contrats de long terme pour complément de rémunération,
 - les PPA (Power Purchase Agreements) de long terme,
 - les prix nodaux ou autre forme de signaux prix locaux,
 - le développement de la liquidité des produits de marché à long terme.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“Difficult to see how the power system can create appropriate incentives for investment and operation of flexibility options without stronger locational signals. Nodal pricing seems to be important element of this.”*
- *« Des systèmes du type "contracts for differences" peuvent se généraliser notamment »*

➤ **Réserves exprimées :**

- *« Si de tels contrats de long terme sont mis en place, une analyse coût bénéfice du point de vue de la collectivité et pour l'ensemble du système électrique incluant ces nouveaux moyens de production soutenus, devra être réalisée, en prenant en compte la dimension temporelle (i.e. la rentabilité, du point de vue de la collectivité) de cet investissement sur toute sa durée de vie, en prenant en compte les baisses/évolutions de coût futur des autres moyens de productions concurrents. Le marché de capacité offre déjà un premier niveau de signaux prix de plus long terme que le seul marché spot. Les appels d'offres sont également d'ores et déjà une forme de contrat de long terme. »*
- *“It is not clear that an alternative structure of power supply alters the importance of transparent pricing mechanisms, or the value of ensuring long-term supply contracts. It is possible that a poorly designed very-low carbon power generation system may have more difficulty in meeting peak load demand, and that this could encourage consumers to want to negotiate priority access, but such contracts already exist. Similar comments hold in relation to the length of contracts. Large-scale power users already have scope in cases to negotiate the length of terms of contracts. So it is not obvious what would 'need' to change. However, that aside, there is always value in regular appraisal of market mechanisms, to help avoid misuse of contracts.”*

I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD	2
a) <i>Market design</i>	2
b) <i>Signaux de prix et contrats de long terme</i>	3
II. PREAMBULE	7
1) AU-DELA DU QUESTIONNEMENT SUR L'INTRODUCTION DE SIGNAUX DE PRIX LONG TERME (SUJET DE LA THESE DISCUTEE PAR LA SUITE), LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR) - ET LES PERSPECTIVES D'ATTEINTE D'UNE PART ELEVEE D'ENR DANS LE MIX ELECTRIQUE - ENGENDRE UN BESOIN D'EVOLUTION DU MARKET DESIGN DES MARCHES DE L'ELECTRICITE SUR DE NOMBREUX AUTRES ASPECTS	7
III. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE	8
1) AU COURS DE LA DERNIERE DECENNIE, LA MAJORITE DES PRODUCTEURS TRADITIONNELS D'ELECTRICITE EN EUROPE ONT SUBI DES PERTES SIGNIFICATIVES LIEES AUX COUTS ECHUES DANS DES ACTIFS DE PRODUCTION, DU FAIT - SUR LA BASE DE SIGNAUX DE PRIX DE GROS UNIQUEMENT « ENERGY ONLY » - AVERES PAR LA SUITE SOUS-UTILISES CAR FORTEMENT IMPACTES PAR LE CONTEXTE ECONOMIQUE (CRISE ECONOMIQUE ET CHUTE DES PRIX DU CHARBON) ET LE DEVELOPPEMENT « HORS MARCHÉ » DES ENR	8
2) CES PERTES HISTORIQUES ONT RENDU AUJOURD'HUI LES PRODUCTEURS PLUS AVERSES AU RISQUE, ALORS QUE LES INVESTISSEMENTS NECESSAIRES RESTENT IMPORTANTS ET NE PEUVENT ETRE RENTABILISES QUE SUR DES TEMPS LONGS	10
3) POUR LES PRODUCTEURS, LES PRIX DE MARCHÉ « TRADITIONNELS » DE L'ELECTRICITE EN EUROPE (IE PRIX DU MARCHÉ DE GROS, SPOT ET FORWARD) DONNENT UNE VISIBILITE TRES COURT TERME PAR RAPPORT AUX DUREES DE VIE DES ACTIFS DE PRODUCTION. EN OUTRE, LE CADRE REGLEMENTAIRE EUROPEEN LIMITE LEUR CAPACITE A PROPOSER DES CONTRATS DE FOURNITURE AVEC ENGAGEMENT DANS LA DUREE PERMETTANT DE SECURISER LES INVESTISSEMENTS DANS LA PRODUCTION.....	11
4) EN CONSEQUENCE, DEPUIS QUELQUES ANNEES, LA GRANDE MAJORITE DES NOUVELLES CAPACITES ELECTRIQUES INSTALLEES EN EUROPE ONT BENEFICIE DE MECANISMES DE SOUTIEN OU FINANCEMENT « HORS MARCHÉ » APPORTANT DES GARANTIES A LONG TERME (TARIFS D'ACHAT, CFD, SUBVENTIONS DIRECTES A L'INVESTISSEMENT, ...)	12
5) L'INTRODUCTION DE SIGNAUX DE PRIX A LONG TERME DONNERAIT DE LA VISIBILITE AUX ACTEURS SUR LEUR FUTURE REMUNERATION ET PERMETTRAIT DE REDUIRE LE COUT DU CAPITAL REQUIS POUR LES INVESTISSEMENTS ...	13
6) PLUSIEURS EVOLUTIONS PEUVENT ETRE ENVISAGEES POUR INTRODUIRE DES SIGNAUX A PLUS LONG TERME. EN FRANCE COMME EN EUROPE ET DANS LE RESTE DU MONDE, LES MARCHES DE L'ELECTRICITE EVOLUENT AUJOURD'HUI PLUTOT EN CE SENS, AVEC CEPENDANT DES DIFFERENCES SELON LES MARCHES	14
IV. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L'ENCONTRE DE LA THESE	15
1) CERTAINS RECENTS PROJETS ENR ANNONCES MONTRENT QUE DES ACTIFS RENOUVELABLES PEUVENT SE DEVELOPPER SUR DES SIGNAUX DE PRIX DE MARCHÉ UNIQUEMENT (DONC SANS VISIBILITE A LONG TERME SUR LEURS REVENUS).....	15
2) D'AUTRES SECTEURS CAPITALISTIQUES DE L'ECONOMIE REALISENT DES INVESTISSEMENTS SIGNIFICATIFS SANS POUR AUTANT AVOIR DE VISIBILITE A LONG TERME SUR LES REVENUS.....	16
3) L'ESSOR DU STOCKAGE ET UNE MEILLEURE FLEXIBILITE DE LA DEMANDE POURRAIENT AMELIORER LE FONCTIONNEMENT D'UN MARCHÉ « ENERGY ONLY », QUI TROUVE SES LIMITES NOTAMMENT DANS L'INELASTICITE DE	

LA DEMANDE, ET DONC LIMITER LE BESOIN EN MECANISMES « ALTERNATIFS » APPORTANT DE LA VISIBILITE A LONG TERME	16
V. ANNEXES.....	17
1) GLOSSAIRE	17
2) LISTE DES FIGURES.....	17
3) BIBLIOGRAPHIE	17

II. Préambule

1) Au-delà du questionnement sur l'introduction de signaux de prix long terme (sujet de la thèse discutée par la suite), le développement des énergies renouvelables (ENR) - et les perspectives d'atteinte d'une part élevée d'ENR dans le mix électrique - engendre un besoin d'évolution du *market design* des marchés de l'électricité sur de nombreux autres aspects

La pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique a différents effets sur le système électrique, engendrant des difficultés pour sa gestion et son équilibrage de court terme notamment. Le premier effet est l'augmentation de la variabilité de la production à tous les horizons de temps, journaliers, infra-journaliers et infra-horaires, combinée à une prévisibilité plus difficile de la production (par rapport aux actifs *dispatchables*). Le second impact est la décentralisation des actifs de production renouvelable, majoritairement raccordés à des niveaux plus *aval* du réseau (vs. centrales thermiques), qui crée des risques de congestion sur les réseaux qui n'avaient pas été conçus initialement pour ce mode de fonctionnement.

Pour faire face à ces challenges, plusieurs évolutions du *market design* de court terme sont couramment recommandées dans la littérature¹ et sont mis en œuvre (ou commencent à l'être) dans certains marchés. Ces évolutions sont principalement les suivantes :

- Par rapport à l'augmentation de la variabilité due aux ENR, une granularité temporelle plus fine des produits de marché est souvent mentionnée afin de rapprocher les signaux de prix du temps réel. Le règlement européen relatif à l'équilibrage du système électrique² prévoit ainsi dans son article 7 un pas de temps de 15 minutes pour l'équilibrage (30 minutes actuellement pour la France) à horizon 2025³ au plus tard.
- La variabilité de la production des énergies renouvelables peut être « compensée » en augmentant la flexibilité de la demande, grâce à la participation de ressources flexibles (modulation de la demande et stockage) aux différents mécanismes d'équilibrage du réseau. Toutes les démarches ouvrant ces différents mécanismes à la flexibilité de la demande participent à une amélioration du *market design*. Sur ce sujet, le cadre réglementaire français est aujourd'hui déjà bien développé par rapport à nombre d'autres marchés.
- Par rapport aux problèmes de congestion réseau, la mise en place d'un signal de prix à une maille géographique plus fine, à travers des prix nodaux⁴, zonaux ou par une tarification du réseau différenciée géographiquement (pour les producteurs)⁵ peut permettre d'orienter plus efficacement l'investissement vers les zones pertinentes. Après leur mise en place dans 7

¹ Principales sources : IRENA – 2017 – « Adapting market design to high shares of variable renewable energy », AIE – 2016 – « Re-powering markets - Market Design and regulation during the transition to low-carbon power systems », NREL – 2014 – « Adaptation of wholesale Market Design », Cambridge (EPRI) – 2017 – « Market design for a high-renewables », IEA RETD – 2016 – « Electricity Market Design and RE deployment », David Newbery - 2017 – « What future(s) for Liberalized Electricity Markets efficient, equitable or innovative »

² European Commission – 2017 – « Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal market for electricity »

³ Pas de temps de 15 min déjà effectif dans plusieurs pays européens, notamment la Belgique, les Pays-bas, l'Allemagne, la Suisse, l'Autriche, la Hongrie et la Slovaquie

⁴ Représentation multi-nodale du système électrique telle que le prix imposé à chaque nœud, le « prix nodal », soit égal au coût marginal de ce nœud

⁵ A l'exemple des « S3REN - Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables » mis en place en France

systèmes électriques américains, les prix nodaux suscitent néanmoins des débats en Europe concernant leur complexité vis-à-vis de l'efficacité résultante.

III. Arguments en faveur de la thèse

- 1) **Au cours de la dernière décennie, la majorité des producteurs traditionnels d'électricité en Europe ont subi des pertes significatives liées aux coûts échoués dans des actifs de production, du fait - sur la base de signaux de prix de gros uniquement « energy only » - avérés par la suite sous-utilisés car fortement impactés par le contexte économique (crise économique et chute des prix du charbon) et le développement « hors marché » des ENR**

Les années 2000 ont été marquées en Europe par le développement d'importantes capacités de Cycles Combinés Gaz (CCGT) avec, à l'échelle européenne, 55 GW de capacités installées entre 2000 et 2010 (voir Figure 1). Cette augmentation a été motivée par des perspectives de rentabilité sur les marchés de gros de l'électricité dans un contexte de prix du gaz faible, prix de l'électricité élevé et perspectives (à l'époque) de forte croissance de la demande.

A partir de 2008, les CCGT ont été mises en difficulté à cause d'une série de facteurs impactant leur compétitivité. Le premier facteur a été la crise économique de 2008 qui a fait chuter la demande et qui, couplée par la suite à l'augmentation des efforts d'efficacité énergétique en Europe, a atténué la tendance haussière observée les années précédentes (voir Figure 1).

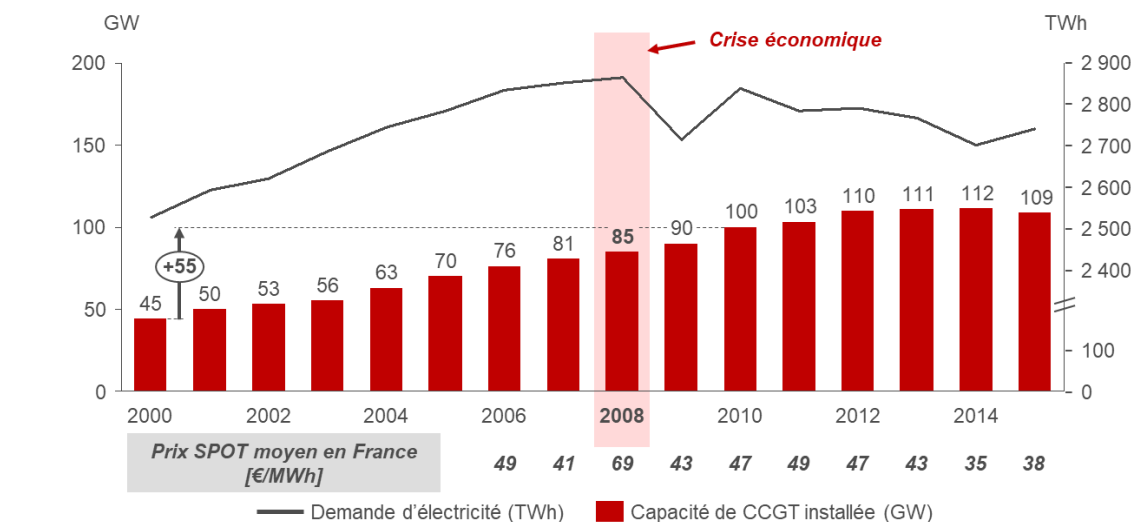
Les CCGT ont également été confrontées à un regain de compétitivité du charbon (notamment lié au développement du gaz de schiste⁶ aux USA), non compensé par des prix du CO2 toujours faibles [cf. [monographie n°9 sur les émissions de GES et les mécanismes de valorisation du carbone](#)].

Enfin, les CCGT ont été confrontées au développement « hors marché » de capacités ENR à coût variable nul, créant une augmentation de la capacité non corrélée à la réalité du marché.

Tous ces éléments ont créé une situation durable de surcapacité, entraînant à la baisse les prix des marchés de gros de l'électricité, sur lesquels se fondait la rentabilité des investissements. La position des nouveaux actifs de production (principalement CCGT) dans le « *merit order* » s'est dégradée, avec un rôle limité à des actifs de pointe, et des taux d'utilisation en baisse de ~60% entre 2008 et 2014 (voir Figure 2).

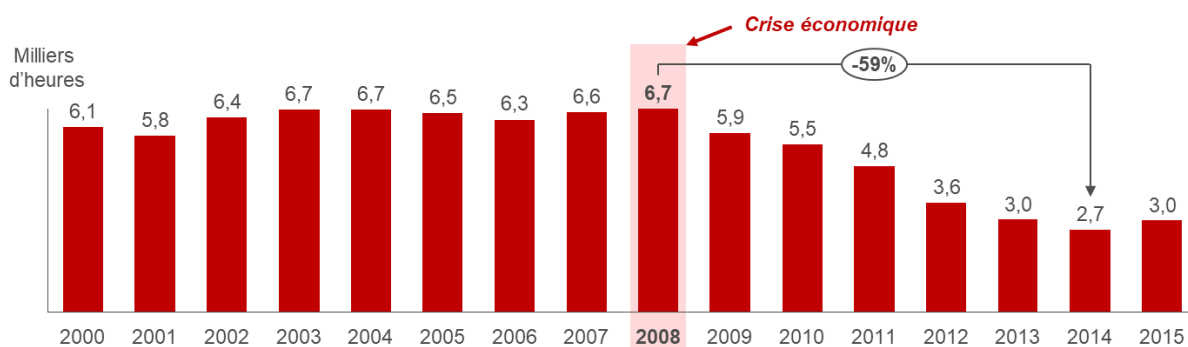
⁶ Le développement important du gaz de schiste américain a entraîné un surplus de charbon américain en Europe et réduit ainsi son cours (baisse de 20% en Europe en 2012), tandis que le cours du gaz a été maintenu jusqu'en 2013.

Figure 1 : évolution des prix SPOT français, de la demande d'électricité et de la capacité installée de centrales électriques à Cycle Combiné Gaz dans l'union européenne entre 1990 et 2016



Source : EPEX, Eurostat, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 2 : évolution du taux d'utilisation⁷ des actifs de production d'électricité à partir de gaz en Europe entre 2000 et 2015 [milliers d'heures équivalent à puissance nominale par an]



Source : Eurostat, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Cette baisse a directement impacté les grandes *utilities* européennes qui ont eu recours à plusieurs stratégies consistant à mettre sous cocon les unités, à vendre ou fermer certains actifs, ou à convertir certains sites en turbine à cycle ouvert pour gagner en flexibilité. Engie a par exemple initié cela en 2013 pour atteindre 10% (2GW) du portefeuille d'actifs de production thermique en Europe sous cocon estival⁸ en 2016. Le groupe a aussi cédé plusieurs actifs comme ses participations dans la centrale de *Dunamenti* en Hongrie en 2014³ et fermé plusieurs centrales au Royaume-Uni et aux Pays-Bas.

Au-delà des entreprises françaises, le groupe allemand E.ON a vu sa production électrique à partir de CCGT diminuer de ~50% entre 2011 et 2017 avec la mise sous cocon de plusieurs CCGT comme l'unité de Malzenice en Slovaquie (418 MW) en 2013, à cause d'un taux d'utilisation de 2 200 h/an, largement inférieur aux 4000 h/an initialement prévues⁹.

Ces stratégies se sont répercutées sur les finances des *utilities* par de fortes dépréciations d'actifs, atteignant un total de 76 Mds€ entre 2010 et 2016, dont 39 Mds€ directement attribués aux actifs de production d'électricité thermique (voir Figure 3). Ces pertes, couplées à l'arrêt forcé d'une partie du

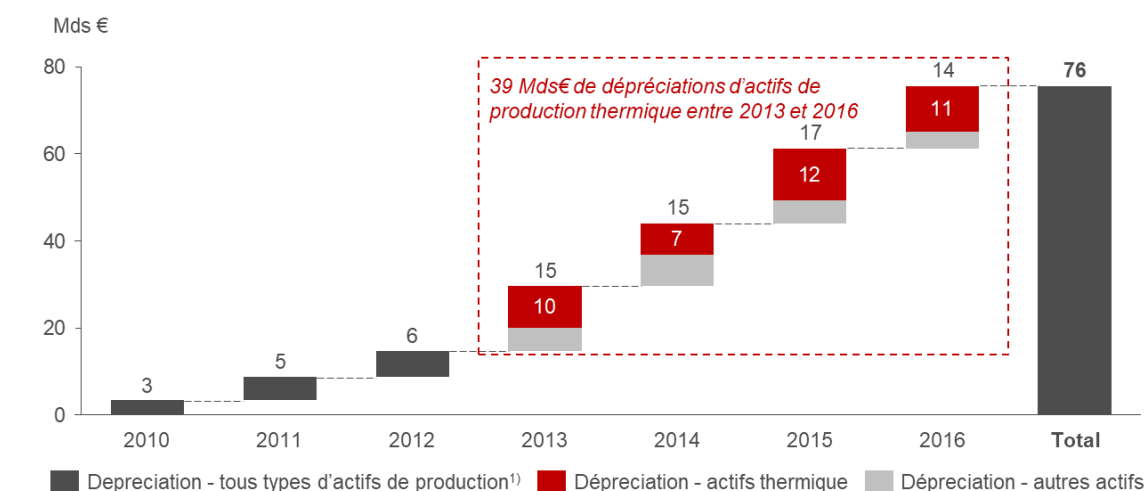
⁷ Le taux d'utilisation a été calculé avec les données publiées par *eurostat* en divisant la production brute d'électricité à base de gaz naturel par les capacités installées (sans les actifs utilisés en autoproduction)

⁸ Engie – 2014 et 2016 – « Document de référence »

⁹ Communiqué de presse E.ON

parc nucléaire allemand suite à l'accident de Fukushima, expliquent en grande partie les difficultés qu'ont connues les grandes *utilities* allemandes (EON et RWE) et les réorganisations qui ont suivies.

Figure 3 : dépréciation des actifs de production électrique entre 2010 et 2016 [Mds€]



1) Analyse des dépréciations pour les principales utilities européennes : E.ON, RWE, EDF, Engie, Centrica, Enel, Iberdrola, CEZ, Energias de Portugal, Fortum, Gas Natural, SSE, Vattenfall, Verbund...

Source : EY – 2010-2017 – "Benchmarking European power and utility asset impairments", Analyses E-CUBE Strategy Consultants

2) Ces pertes historiques ont rendu aujourd'hui les producteurs plus avertis au risque, alors que les investissements nécessaires restent importants et ne peuvent être rentabilisés que sur des temps longs

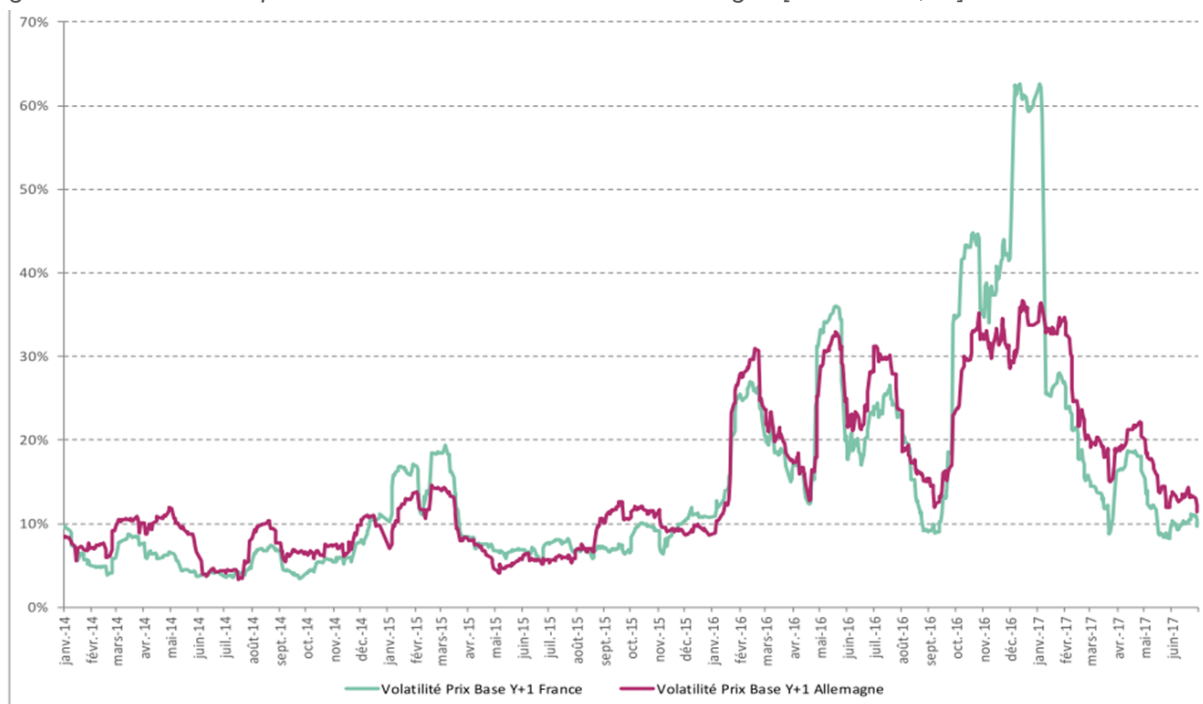
A la maille européenne, l'évolution de la demande d'électricité est incertaine : alors que les scénarios de RTE dans le Bilan Prévisionnel 2017 donnent une perspective de baisse pour 3 des 4 scénarios envisagés, la vision agrégée d'ENTSO-E à l'échelle européenne table plutôt sur une hausse modérée de la consommation finale comprise entre +8% et +20% à horizon 2040 (vs. 2020)¹⁰ [Cf. Monographie n°5 sur la demande finale d'énergie].

En outre, les acteurs de marchés sont confrontés ces dernières années à une volatilité croissante (voir Figure 4), alors que les actifs de production représentent des investissements importants qui doivent être rentabilisés sur les temps longs : de l'ordre de ~400 M€ pour une CCGT de 400 MW¹¹ par exemple, à plusieurs milliards d'Euros pour une centrale nucléaire

¹⁰ Les 3 scénarios du TYNPD 2018 (Sustainable Transition, Distributed Generation, Global Climate Action) donnent une perspective d'évolution des consommations finales d'électricité entre 2020 et 2040 de respectivement : +8%, +20%, +12% à l'échelle de l'Europe

¹¹ Les CAPEX d'une CCGT sont de l'ordre de 900€/kW – Cf. Monographie n°1 sur la compétitivité relative des moyens de production électrique et les conséquences sur le réseau

Figure 4 : volatilité des prix futures Y+1 en France et en Allemagne [2014-2017, %]



Source : EPEX Spot

Source : CRE – 2017 – "Rapport 2016-2017, Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel"

Ce besoin de couverture à long terme est d'ailleurs abordé par la Commission européenne dans le projet de paquet législatif européen (*Clean Energy Package*) : l'article 3 mentionne le besoin de couverture du risque long-terme lié notamment à la volatilité des prix.

3) Pour les producteurs, les prix de marché « traditionnels » de l'électricité en Europe (ie prix du marché de gros, *spot et forward*) donnent une visibilité très court terme par rapport aux durées de vie des actifs de production. En outre, le cadre réglementaire européen limite leur capacité à proposer des contrats de fourniture avec engagement dans la durée permettant de sécuriser les investissements dans la production

Par rapport aux durées de vie des actifs de production qui s'étalent de 20 ans (éolienne) à 60 ans (centrale nucléaire ou charbon), le marché de l'électricité ne permet aux producteurs d'obtenir une visibilité sur leurs revenus qu'à une échelle de temps beaucoup plus restreinte allant aujourd'hui en Europe au maximum jusqu'à 6 ans (marchés *futures* en Allemagne – néanmoins très peu liquides) et en réalité souvent très inférieurs.

De plus, les fournisseurs d'électricité sont contraints en *aval* de la chaîne de valeur car ils ne peuvent engager dans la durée leurs clients : le cadre réglementaire français impose la gratuité de sortie d'un contrat de fourniture pour les clients résidentiels, et le cadre réglementaire européen est défavorable aux engagements long terme entre client et fournisseur¹² pour les acteurs en position dominante.

¹² Cela risquerait d'empêcher l'émergence de fournisseurs alternatifs en maintenant une grande partie de la clientèle captive à l'égard de l'opérateur historique. La Commission Européenne peut faire exception pour les industriels électro-intensifs, si ceux-ci prennent part aux investissements de production et partagent les risques d'exploitation du producteur (exemple du contrat entre EDF et EXELTIUM), et que des clauses de sortie pour les industriels sont incluses

Figure 5 : échelles de temps liées à un actif de production électrique

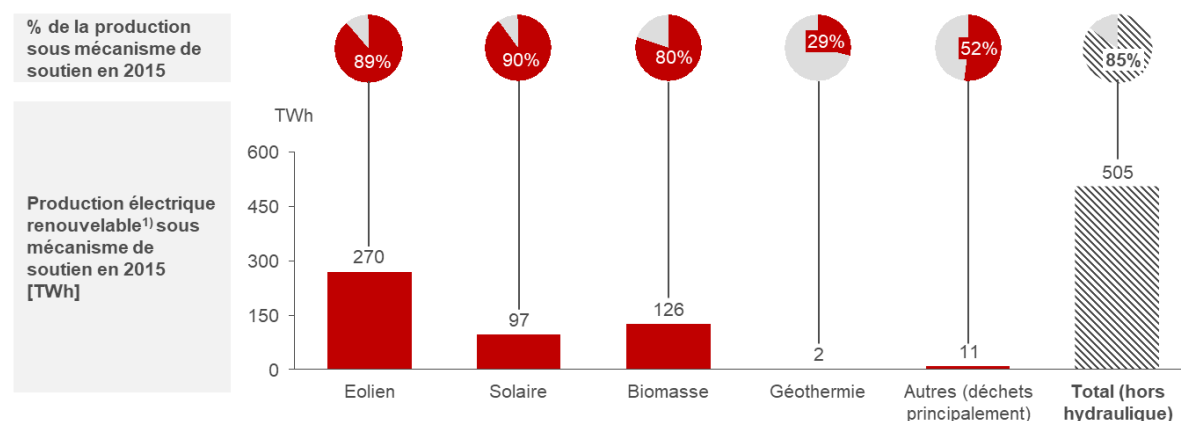


Source : EEX, NREL, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

- 4) En conséquence, depuis quelques années, la grande majorité des nouvelles capacités électriques installées en Europe ont bénéficié de mécanismes de soutien ou financement « hors marché » apportant des garanties à long terme (tarifs d'achat, CfD, subventions directes à l'investissement, ...)

L'installation de nouvelles capacités est largement dominée par les renouvelables avec ~86% des nouvelles capacités en Europe en 2016¹³. Ces capacités renouvelables sont par ailleurs largement subventionnées par des mécanismes assurant une garantie à long terme sur les revenus : en 2015, 85% de la production électrique renouvelable (hors hydraulique) était subventionnée (voir Figure 6).

Figure 6 : production électrique renouvelable subventionnée en 2015 par filière (en % de la production totale de la filière et en TWh)



1) Hors production hydraulique (10% de la production sous mécanisme de soutien)

Source : CEER, Eurostat, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Au-delà des capacités renouvelables, certains actifs non renouvelables développés ces dernières années (ou en développement), ont aussi eu recours à des mécanismes de soutien assurant une visibilité à long terme sur les revenus. A titre d'illustration :

- Au Royaume-Uni, pour la centrale nucléaire d'Hinkley Point, EDF a signé un « *Contract for Difference* » (CfD) avec l'Etat britannique : pendant une durée de 35 ans l'électricité produite sera vendue sur les marchés de gros. Si le prix du marché est inférieur au prix du contrat de

¹³ European Environment Agency - 2017 – "Renewable energy in Europe – 2017 Update"

92,5£/MWh¹⁴ (~110€/MWh aux taux de 2012), l'Etat britannique remboursera la différence à EDF. Dans le cas inverse EDF versera ses excédents à l'Etat britannique

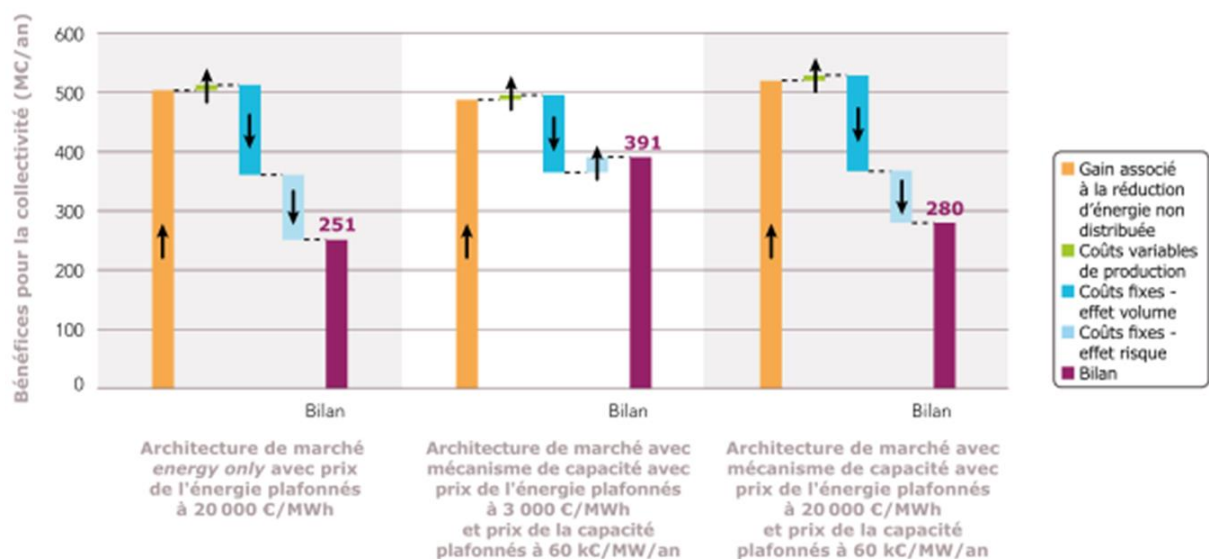
- En France, la Commission européenne a approuvé en mai 2017 un soutien à la CCGT de Landvisiau : la subvention atteint 94 k€/MW/an sur une durée de 20 ans¹⁵

Ce recours à des mécanismes donnant une visibilité à long terme sur les revenus pourrait montrer l'insuffisance des prix de gros pour inciter à l'investissement dans des actifs de production.

5) L'introduction de signaux de prix à long terme donnerait de la visibilité aux acteurs sur leur future rémunération et permettrait de réduire le coût du capital requis pour les investissements

Dans le contexte du projet de paquet législatif européen (*Clean Energy Package*), RTE a réalisé une analyse d'impact économique du mécanisme de capacité français par rapport à une structure de marché *Energy Only*. Cette étude comprend d'une part une revue des études de référence sur le sujet puis la réalisation d'une étude en propre par RTE afin de compléter les études existantes. Cette étude tend à montrer que le mécanisme de capacité, notamment par la visibilité qu'il apporte aux acteurs sur leurs revenus (visibilité encore cependant limitée aujourd'hui), mais aussi par la diversification des revenus et la moindre exposition au seul marché de l'énergie, permet de créer de la valeur pour la collectivité en diminuant le coût du capital pour les investisseurs. La Figure 7, issu du rapport RTE, montre qu'un marché de capacité *forward* plafonné 60 k€/MW/an permet un bénéfice pour la collectivité de ~390 M€/an par rapport à une architecture de marché *Energy Only* avec un plafond de prix à 3000 €/MWh.

Figure 7 : décomposition du gain pour la collectivité de différentes architectures de marché, en comparaison de l'architecture de marché *energy only* avec un plafond de prix à 3000 €/MWh [extrait du rapport RTE « analyse d'impact du mécanisme de capacité »]



Source : RTE – 2018 – « Analyse d'impact du mécanisme de capacité »

¹⁴ Source : EDF – 2015 – « Communiqué de presse : accords pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C ». Ce prix est indexé sur l'inflation et sera abaissé à 89,5£/MWh en cas de décision finale pour le projet Sizewell C

¹⁵ Commission européenne – 2017 – « Aides d'État : la Commission autorise, sous conditions, l'octroi d'une aide en faveur d'une centrale au gaz en Bretagne (France) »

6) Plusieurs évolutions peuvent être envisagées pour introduire des signaux à plus long terme. En France comme en Europe et dans le reste du monde, les marchés de l'électricité évoluent aujourd'hui plutôt en ce sens, avec cependant des différences selon les marchés

Pour introduire des signaux à plus long terme, plusieurs évolutions sont observées sur les marchés électricité, avec des niveaux de développement différents : **les corporate PPA, les mécanismes de capacités forward ou encore le développement des marchés à terme (pour l'énergie) – et notamment l'augmentation de l'horizon de temps des produits à terme.**

La contractualisation à long terme entre une entreprise et un producteur à travers les **corporate Power Purchase Agreement (PPA)** est principalement développée aux Etats-Unis (~60% des 18 GW de capacité déjà contractualisées à l'échelle mondiale). En Europe, les *corporate PPA* émergent principalement dans les pays où le cadre réglementaire le favorise comme au Royaume-Uni et dans les pays nordiques. Leur développement à plus grande échelle dépendra de l'évolution du cadre réglementaire et de l'équation économique. Les PPAs sont détaillés dans la [monographie n°8 sur le consommateur dans la transition énergétique](#). Le développement de contrat à long terme entre producteur et consommateur n'est pas une idée récente : en France, EDF a signé en 2010, après plusieurs années de négociation avec la Commission européenne, un contrat sur une durée de 24 ans avec le consortium industriel Exeltium pour un total de 311 TWh.

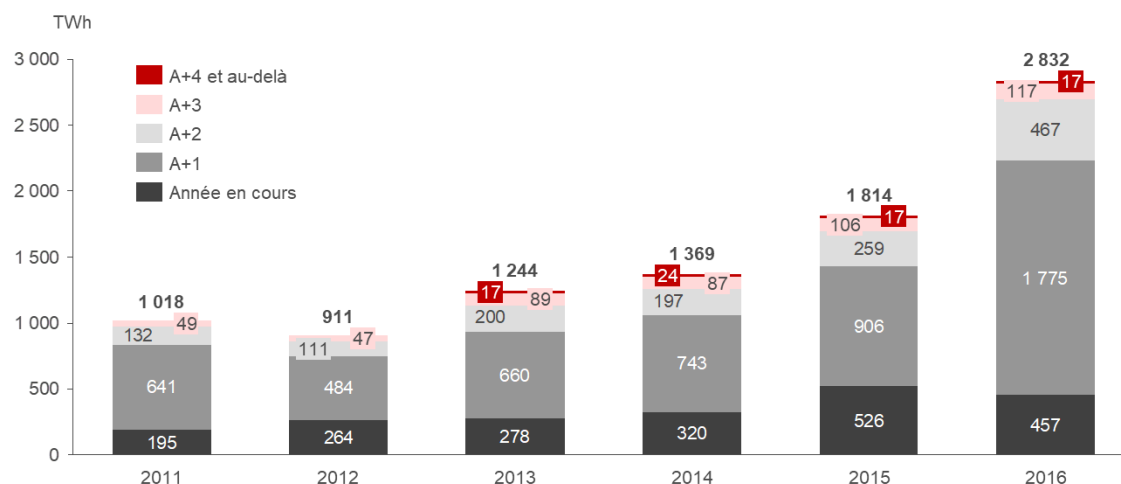
L'établissement d'un **marché de capacité forward** peut aussi constituer un signal de prix à long terme. En France, si le mécanisme de capacité ne permet pour l'instant pas de fournir des signaux très long terme (horizon de temps limité à 4 ans dans les règles actuelles), la modification en cours devrait augmenter la visibilité. En effet, un régime spécifique de « contrats pour différence » (CfD) pour les nouvelles capacités doit rentrer en vigueur à compter de l'année de livraison 2019, afin de sécuriser les revenus des nouvelles capacités lors des sept premières années de fonctionnement¹⁶. Ce type de mécanisme a déjà été mis en place au Royaume-Uni où la capacité peut être associée à un contrat long terme de 15 ans pour les nouvelles capacités et de 3 ans pour les capacités renouvelées¹⁷.

Sur les marchés énergies, comme évoqué en partie III.3), les marchés à terme permettent une visibilité de quelques années ce qui, bien qu'encore éloigné des durées de vie des actifs, permet de fournir un signal prix. Ces produits sont confrontés à des liquidités très faibles lorsque le terme du contrat augmente pour devenir inexistante au-delà de 4 ans et ce même pour le marché allemand, le plus liquide en Europe. Néanmoins, la Figure 8 montre que cette liquidité augmente depuis 2010 en Allemagne. Les difficultés résident notamment dans le manque d'instruments de couverture du risque de contrepartie pour les contrats bilatéraux, ainsi que dans la capacité des fournisseurs à s'engager sur plusieurs années sans visibilité sur leur portefeuille aval dans un marché en pleine évolution.

¹⁶ RTE – 2018 – « Analyse d'impact du mécanisme de capacité »

¹⁷ Ofgem – 2017 - « Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017 »

Figure 8 : évolution des volumes échangés de contrats futures sur EEX (gré-à-gré et marché organisés) sur le marché allemand en fonction du terme (Phelix-Base-Futures – TWh)



Source : Bundesnetzagentur – 2017 – « Energy Monitoring Report 2017 », basé sur des données de marché EEX et

IV. Arguments nuancant ou allant à l'encontre de la thèse

1) Certains récents projets ENR annoncés montrent que des actifs renouvelables peuvent se développer sur des signaux de prix de marché uniquement (donc sans visibilité à long terme sur leurs revenus)

Durant ces dernières années, les filières solaire photovoltaïque et éolien ont connu une forte baisse de leurs coûts de production. Les coûts complets directs de production¹⁸ ont atteint des valeurs historiquement basses dans certaines régions particulièrement ventées ou ensoleillées : 16 €/MWh pour le solaire au sol en Arabie Saoudite, 43 €/MWh pour l'éolien terrestre en Allemagne et en Espagne.

Les derniers appels d'offres en Europe montrent même que certains projets sont développés sans subvention, sur la base seulement du signal prix de marché.

Au Royaume-Uni, dans des conditions de prix de marché plus élevées qu'en France, un projet de centrale solaire de 350 MW a été annoncé par Hive Energy et Wirsol, sans subvention.

En Allemagne, les parcs éoliens offshore *OWP West* et *Borkum Riffgrund West 2* dont l'électricité sera vendue au prix de marché sans subvention ont été annoncés en 2017 et ce dans un contexte de prix de marché faibles (~35 €/MWh). Ces parcs allemands bénéficient toutefois de dates de mise en service assez éloignées, ce qui pourrait constituer une prise d'option dans l'attente de baisse de CAPEX et de ruptures technologiques, d'autant plus que les indemnités libératoires sont relativement faibles jusqu'à 24 mois avant la date théorique de mise en service.

Plus récemment aux Pays-Bas, les parcs éoliens *Hollandse Kust Zuid I* et *II* (soit 700 MW) ont été attribués en mars 2018 sans subvention pour une mise en service en 2022.

¹⁸ Hors coûts supplémentaires d'intégration des ENR au réseau électrique, c'est-à-dire à niveau de service rendu au système inférieur pour les ENR par rapport aux centrales à production contrôlable

2) D'autres secteurs capitalistiques de l'économie réalisent des investissements significatifs sans pour autant avoir de visibilité à long terme sur les revenus

En opposition à la tendance générale des producteurs d'électricité (et des acteurs du marché de l'électricité en général) à demander une visibilité à plus long terme sur les revenus pour limiter les risques sur les investissements, certains économistes¹⁹ font le parallèle avec d'autres secteurs de l'économie comme l'exploration/production pétrolière & gazière. Dans ces secteurs, des investissements considérables sont engagés sans visibilité à long terme sur les revenus, et les cycles de « sous-capacité » et « surcapacité » engendrent successivement des périodes de sur-rémunération des actifs (incitant à l'investissement) et « sous » rémunération des actifs (limitant l'investissement, voire générant des coûts échoués).

En outre, des investissements importants ont déjà été réalisés dans le passé par les producteurs d'électricité sur la base de signaux de prix de l'énergie (cf paragraphe III. 1). On ne peut donc exclure que l'absence actuelle de nouveaux investissements soit simplement due à la situation de surcapacité que connaît le marché européen de l'électricité, d'autant plus que cette surcapacité est perçue comme durable car de nouveaux investissements subventionnés dans les ENR continuent à être réalisés en grande quantité.

3) L'essor du stockage et une meilleure flexibilité de la demande pourraient améliorer le fonctionnement d'un marché « *energy only* », qui trouve ses limites notamment dans l'inélasticité de la demande, et donc limiter le besoin en mécanismes « alternatifs » apportant de la visibilité à long terme

La théorie économique considère que le modèle « *energy only* » est le plus efficace, au moins dans un contexte de concurrence pure et parfaite. C'est notamment l'approche défendue par la Commission européenne dans les travaux préparatoires du paquet Energie-climat. La Commission considère que ce qu'elle qualifie de distorsions de marché, notamment les plafonds de prix de gros ne reflétant pas le coût de la défaillance, devraient disparaître. Dans cette logique, les mécanismes alternatifs tels que les marchés de capacités (comme en France ou au Royaume-Uni) ou les réserves stratégiques (comme en Allemagne) ne pourront exister que s'il subsiste des difficultés résiduelles.

Le marché de l'électricité a plusieurs caractéristiques spécifiques qui l'éloignent des autres marchés de commodités :

- l'obligation d'équilibrer à tout instant les injections et les soutirages ;
- la grande difficulté à stocker l'électricité ;
- la très faible élasticité-prix de la demande.

Deux de ces trois caractéristiques pourraient évoluer à l'avenir. Les progrès des batteries en termes de coûts et de performances permettront demain de stocker des grandes quantités d'électricité dans des conditions économiques satisfaisantes. En outre, la demande deviendra de plus en plus flexible et capable de répondre aux signaux de prix, d'une part grâce au stockage qui réagira en soutirant plus ou moins en fonction du prix, d'autre part grâce au pilotage de la demande permis par les nouveaux outils numériques.

Si la demande devenait réellement plus flexible, le marché « *energy only* » de l'électricité pourrait devenir plus efficace.

¹⁹ Comme le professeur Severin Borenstein par exemple (rencontré notamment lors de la mission d'étude aux USA)

V. Annexes

1) Glossaire

- **ENR** : énergie renouvelable
- **PV** : photovoltaïque
- **Prix nodaux** : représentation multi-nodale du système électrique telle que le prix imposé à chaque nœud, le « prix nodal », soit égal au coût marginal de ce nœud
- **Merit order** : logique de préséance économique qui consiste à faire appel aux unités de production d'électricité en fonction de leur coût marginal : du plus faible (ENR, nucléaire) au plus important (turbine à combustion, fioul...)

2) Liste des figures

- Figure 1 : évolution des prix SPOT français, de la demande d'électricité et de la capacité installée de centrales électriques à Cycle Combiné Gaz dans l'union européenne entre 1990 et 2016..... 9
- Figure 2 : évolution du taux d'utilisation des actifs de production d'électricité à partir de gaz en Europe entre 2000 et 2015 [milliers d'heures équivalent à puissance nominale par an]..... 9
- Figure 3 : dépréciation des actifs de production électrique entre 2010 et 2016 [Mds€] 10
- Figure 4 : volatilité des prix futures Y+1 en France et en Allemagne [2014-2017, %] 11
- Figure 5 : échelles de temps liées à un actif de production électrique 12
- Figure 6 : production électrique renouvelable subventionnée en 2015 par filière (en % de la production totale de la filière et en TWh)..... 12
- Figure 7 : décomposition du gain pour la collectivité de différentes architectures de marché, en comparaison de l'architecture de marché energy only avec un plafond de prix à 3000 €/MWh [extrait du rapport RTE « analyse d'impact du mécanisme de capacité »]..... 13
- Figure 8 : évolution des volumes échangés de contrats futures sur EEX (gré-à-gré et marché organisés) sur le marché allemand en fonction du terme (Phelix-Base-Futures – TWh) 15

3) Bibliographie

European Commission – 2017 – « Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal market for electricity »

IRENA – 2017 – « Adapting market design to high shares of variable renewable energy »

AIE – 2016 – « Re-powering markets - Market Design and regulation during the transition to low-carbon power systems »

NREL – 2014 – « Adaptation of wholesale Market Design »

Cambridge (EPRG) – 2017 – « Market design for a high-renewables »

IEA RETD – 2016 – « Electricity Market Design and RE deployment »

David Newbery - 2017 – « What future(s) for Liberalized Electricity Markets efficient, equitable or innovative »

Engie – 2016 – « Document de référence »

European Environment Agency - 2017 – « Renewable energy in Europe – 2017 Update »

EDF – 2015 – « Communiqué de presse : accords pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C »

Commission européenne – 2017 – « Aides d'État : la Commission autorise, sous conditions, l'octroi d'une aide en faveur d'une centrale au gaz en Bretagne (France) »

CEER – 2017 – « Status Review of Renewable Support Schemes in Europe »

RTE – 2018 – « Analyse d'impact du mécanisme de capacité »

Commission européenne – 2016 – « Proposition de règlement du parlement européen et du conseil sur le marché intérieur de l'électricité »

Ofgem – 2017 – « Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017 »