

Électricité : tous les impacts du mécanisme de capacité français

Fabien Roques, Charles Verhaeghe, Yves Le Thieis, Yuanjing Li

Le mécanisme de capacité (MC) français a été lancé en décembre 2016 pour inciter les producteurs d'électricité à être disponibles lors de la demande de pointe afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en France au niveau prescrit par les pouvoirs publics. Notre modélisation dynamique démontre que le MC français permet d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement en augmentant le surplus économique global et en réduisant les coûts nets pour le consommateur final sur le long terme.

Des préoccupations relatives à la sécurité de l'approvisionnement ont émergé au cours des dix dernières années en France ainsi que dans de nombreux États de l'Union Européenne. Cette problématique s'est particulièrement matérialisée en France où la demande de pointe a augmenté plus rapidement que la consommation d'énergie au cours de la dernière décennie. La demande de pointe est très volatile d'une année sur l'autre et sa sensibilité à la température due au chauffage électrique est unique en Europe : en hiver, la consommation augmente de 2 400 MW en période de pointe lorsque la température diminue de 1° C.

Maîtriser l'évolution de la demande de pointe s'avère donc essentiel pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement d'électricité. Afin de fournir de meilleures incitations à garder le système énergétique équilibré et de compléter ainsi les politiques d'efficacité énergétique, le gouvernement a décidé en 2010 – à travers la loi relative à une nouvelle organisation du marché électrique¹ – de mettre en place un mécanisme de capacité (MC) destiné à répondre aux spécificités du marché de l'électricité. Le cadre réglementaire du MC a été défini par

étapes, d'abord par un décret en 2012, puis par des règles détaillées établissant une obligation de capacité pour les fournisseurs en 2015. Le lancement du MC est intervenu en décembre dernier.

1. Objectifs de l'étude : évaluer l'impact du mécanisme de capacité

L'objectif de notre étude est d'analyser l'impact du MC français sur le marché de l'électricité ainsi que sur les décisions d'investissement et de déclassement de capacité des acteurs du marché, en comparaison avec un scénario dans lequel il n'y aurait pas de marché de capacité, sur la base d'une modélisation dynamique couvrant la période 2017 – 2040. Afin d'évaluer l'impact du MC français, un scénario théorique de marché sans MC (EOM, ou Energy Only Market) est utilisé comme scénario contrefactuel :

- Dans le scénario contrefactuel EOM, la capacité disponible est fonction des décisions d'investissement, de mise sous cocon et de fermeture d'acteurs rationnels cherchant à maximiser leur profit sur la base des revenus et des coûts attendus. Les prévisions de revenus prennent en compte la contrainte de prix maximum sur les marchés J-1 (3 000 €/MWh)

1. LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

ainsi que les revenus du marché de l'énergie et des autres segments de marché (marchés d'ajustement, réserves et services système). L'EOM ne garantit pas que le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics soit atteint.

- Dans le scénario du MC, les acteurs du marché doivent respecter l'obligation de capacité afin que la capacité disponible soit optimisée, comme dans le scénario EOM, mais en respectant le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics² et, donc, en prenant en compte les revenus attendus dans le MC.

Plus précisément, notre étude identifie les interactions entre le MC et le marché de l'électricité et quantifie les effets de ces interactions sur les court, moyen et long termes sur la base de plusieurs critères et indicateurs :

- Critère de sécurité d'approvisionnement : nous calculons la durée moyenne de défaillance (*loss of load expectation*, LOLE). Le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics est de trois heures de LOLE.
- Critère d'efficacité économique : nous évaluons l'impact sur le coût total pour le consommateur et le surplus économique global.
- Critère de capacité disponible : nous évaluons l'impact sur la capacité installée (à la fois du côté de la production et de l'effacement).
- Critère d'impact sur le marché de l'énergie : nous évaluons l'impact sur le prix de l'énergie.

2. La contribution de notre étude par rapport à la littérature existante

La question des incitations à l'investissement fournies par les marchés libéralisés de l'électricité, et la nécessité ou non des mécanismes de capacité ont fait l'objet d'une littérature abondante depuis plus d'un demi-siècle. Le socle théorique de la tarification en heures de pointe qui s'applique en théorie aux marchés

libéralisés a été bâti à partir de la théorie de tarification du coût marginal d'un monopole public (Boiteux, 1949). En pratique, de nombreuses publications se sont penchées sur les imperfections de marché telles que le plafonnement du prix de l'électricité à un niveau trop faible par rapport à la valeur de la défaillance, le caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement, ou l'aversion au risque des investisseurs, qui peuvent justifier la mise en œuvre de mécanismes de capacité afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement au niveau de défaillance souhaité par les pouvoirs publics (Hobbs et al., 2001 ; De Vries, 2004 ; Bidwell and Henney, 2004; Joskow, 2007 ; Keppler, 2014).

Il existe une large littérature académique sur les bénéfices de l'introduction d'un mécanisme de capacité et sur le choix d'un mécanisme efficace dans un contexte de régulation imparfaite due à un plafonnement de prix dans un marché de l'énergie seul (Jaffe et Felder, 1996, Finon et Pignon, 2006 ; Roques, 2008 ; Battle *et al.*, 2010). En 2015, la Commission Européenne (CE) a lancé une étude sur les mécanismes de capacité de 11 états membres ainsi qu'une étude approfondie du MC en France (CE, 2015). La Commission de Bruxelles est particulièrement sensible aux impacts potentiels de ces mécanismes sur les marchés de l'énergie.

Outre ces publications théoriques, un certain nombre d'études ont entrepris de modéliser l'impact des mécanismes de capacité. Ainsi des modèles dynamiques simplifiés de l'évolution du système électrique ont été utilisés pour analyser les investissements dans les capacités de production en tenant compte des cycles des investissements, qui pourraient produire des phases de surcapacité et de sous-capacité et par conséquent des coûts et des risques pour l'adéquation de la production (Olsina *et al.*, 2006 ; Jalal and Bodger, 2010 ; Kadoya *et al.*, 2005 et Hani *et al.*, 2006, Hasani et Hosseini, 2011). Cepeda et Finon (2011) étudient l'impact transfrontalier de la mise en œuvre de mécanismes de capacité sans coordination entre deux pays voisins. Dans le contexte d'un marché français fermé, le travail récent de Petit et al. (2016) montre qu'un marché de capacité en France peut améliorer la sécurité d'approvisionnement et les signaux d'investissement. Hary et

2. Une durée annuelle de défaillance de trois heures par an en espérance

al. (2016) comparent les coûts de production et de pénurie entre un EOM, un marché avec un MC ou une réserve stratégique et insistent sur les bénéfices des MC. En complément de ces études à base de modèles stylisés, plusieurs études visant à modéliser de façon réaliste l'impact des mécanismes de capacité ont été publiées ces dernières années, telles qu'UFE et BDEW (2014) et Frontier Economics (2014).

Notre étude est, à notre connaissance, la première à s'appuyer sur une modélisation réaliste et détaillée du marché de l'électricité français et Européen, et à adopter une approche dynamique afin de modéliser de façon endogène les décisions d'investissement et de déclassement des centrales sur une longue période (2016-2040). Cette approche nous permet de capturer l'effet du MC dans la transition du système électrique français et Européen jusqu'en 2040 par opposition à une optimisation à l'équilibre sur une année donnée.

3. Une approche de modélisation

Pour évaluer l'impact du MC français, nous avons modélisé le réseau électrique européen en utilisant un modèle de dispatch, propriété de FTI-CL Energy et basé sur la plateforme d'optimisation Plexos®. Cette plateforme est couplée à un modèle de capacité de marché que nous avons développé. Le modèle fournit un plan de production horaire optimal pour chaque unité connectée au réseau, en prenant en compte les contraintes opérationnelles. Pour chaque année, il simule le prix d'équilibre du marché de capacité et permet d'identifier les décisions optimales d'investissement, de mise sous cocon et de fermeture. Le modèle tient compte de paramètres tels que la fluctuation de la demande, la variabilité de la production d'énergies renouvelables, et les spécificités de l'énergie hydroélectrique et des interconnexions.

Le modèle minimise les coûts de production avec des contraintes de réseau pour un nombre prédéfini d'heures consécutives. Les coûts de production comprennent les coûts des combustibles, les coûts opérationnels et les coûts d'émission des centrales électriques conventionnelles, c'est-à-dire les coûts variables de la

production à court terme. La couverture spatiale du modèle se réfère à la topologie du réseau de transport transfrontalier des 15 pays modélisés. Le modèle détermine les prix, la production et la demande pour chaque zone ainsi que les échanges d'électricité entre ces zones, de façon à ce que chaque zone de réseau soit équilibrée, à chaque heure.

Ce modèle de dispatch représente les flux de réseau avec approximation du courant continu (DC). Le flux DC est une linéarisation du flux du courant alternatif (AC). Ce modèle résout l'ensemble des contraintes linéaires et de flux DC en un temps de calcul raisonnable avec une précision acceptable (Overbye *et al.*, 2004).

Le modèle couvre 15 pays européens : Royaume-Uni, Irlande, France, Belgique, Pays-Bas, Allemagne, Autriche, Italie, Suisse, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, Espagne et Portugal. Les pays qui ne sont pas inclus dans cette liste sont modélisés de manière agrégée. Le modèle prend en compte les interconnexions, existantes et à venir, entre la France et ses pays frontaliers.

Notre modélisation a pour objectif d'estimer l'impact du MC dans un cadre réaliste et de capturer le fonctionnement du marché de l'électricité actuel, y compris ses imperfections. Notre modèle est calibré de manière à reproduire les dynamiques du marché, ce qui est vérifié par l'analyse rétrospective des données historiques. Notre approche est donc différente d'un exercice théorique qui évaluerait l'impact du MC à un marché de l'énergie théoriquement parfait. Nous avons par exemple gardé la contrainte de prix maximum sur les marchés de la veille pour le lendemain (J-1), i.e. 3 000 €/MWh. Ce plafond sur le prix spot est très inférieur au plafond théoriquement optimal (les estimations de la valeur de l'énergie non distribuée (RTE, 2011) sont proches de 26 000 €/MWh) en raison de plusieurs éléments dont l'asymétrie d'information, l'internalisation de la probabilité d'intervention politique ainsi que l'absence de contreparties prêtes à accepter un tel prix. Nous avons également considéré un scénario alternatif ne prenant pas en compte de plafond sur le prix afin de tester la validité de nos résultats sous cette hypothèse.

Par ailleurs, nous supposons une concurrence pure et parfaite sans asymétrie d'information entre les acteurs du marché mais conformément à ce qui est observé en pratique, nous prenons en compte l'incertitude sur les revenus futurs des investisseurs et nous calibrons leur aversion au risque de façon empirique pour correspondre aux tendances observées. Sur un marché de l'énergie EOM, les revenus dépendent fortement des pointes de prix qui sont imprévisibles. Les revenus des participants au marché EOM sont ainsi plus volatiles par rapport à un marché de l'énergie combiné avec un mécanisme de capacité. Cette incertitude constitue un risque qui conduit les investisseurs à exiger un rendement plus élevé pour des investissements dans de tels actifs. Ceci conduit à un coût du capital plus faible dans le scénario du MC que dans le scénario EOM.

L'ensemble des hypothèses prévisionnelles utilisées dans le modèle sont basées sur le bilan prévisionnel (BP) de RTE (2015) et sur les prévisions du scénario et d'adéquation (SO&AF) d'ENTSO-E (2015), ainsi que sur le World Energy Outlook (WEO) de l'Agence Internationale de l'Énergie (2015) pour les prix des combustibles. En particulier, le scénario de référence RTE « diversification » est utilisé comme point de départ pour la France pour calibrer le modèle³, même si le mix d'électricité est optimisé de manière endogène sur la base des décisions optimales des participants au marché.

4. Résultats de l'étude d'impact du MC français

4.1 Impact sur la sécurité d'approvisionnement

Dès 2017 et pour toutes les années suivantes, le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics français n'est

pas satisfait dans le scénario EOM en raison de la fermeture de centrales non rentables. En revanche, le MC permet de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement pour toutes les années.

La modélisation du scénario contrefactuel EOM indique que les acteurs de marché n'intègrent pas toute la valeur de la sécurité d'approvisionnement. En effet, à moyen terme (2017-2021), comparé à ce qui est attendu dans le bilan prévisionnel de RTE ou à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'approvisionnement au niveau désiré, plus de centrales de production sont mises sous cocon ou arrêtées et moins de capacités d'effacement sont développées. Ceci s'explique par l'absence de rémunération suffisante pour couvrir les coûts opérationnels et/ou de développement. La durée annuelle de défaillance augmente graduellement dans le scénario EOM et excède dès 2017 le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics français.

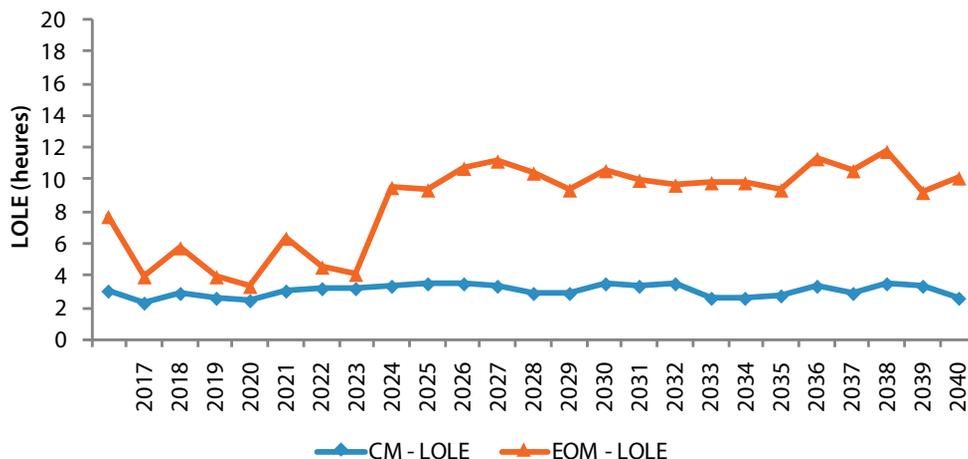
Sur le long terme (2022-2030), les centrales mises sous cocon reviennent sur le marché, mais il n'y a pas de signal économique suffisant justifiant de nouveaux investissements. Ainsi, le développement de l'effacement et de nouveaux investissements dans les turbines à gaz à cycle combiné (*combined-cycle gas turbines*, CCGT) sont retardés, tandis qu'aucune turbine à gaz à cycle ouvert (*open-cycle gas turbine*, OCGT) n'est construite.

Par conséquent, en l'absence de MC, la sécurité de l'approvisionnement se dégrade sensiblement non seulement en France, et également dans certains pays voisins. À partir de 2017, la durée annuelle de défaillance dépasse le critère de sécurité d'approvisionnement de trois heures et atteint dix heures par an au cours des années suivantes. À l'inverse, le MC maintient la sécurité d'approvisionnement au niveau de l'objectif public de trois heures de défaillance (Graphique 1).

4.2 Impact sur les coûts et les revenus des producteurs

En moyenne, de 2017 à 2030, le MC français réduit le coût pour les consommateurs français de 400 M€ par an. Cela est dû à la réduction du risque d'investissement et au fait que les coûts

3. Le scénario « Diversification » retient une consommation électrique nationale de 501 TWh en 2030, avec un effort d'efficacité énergétique de 79 TWh. La pointe à « une chance sur dix » croît de près de 5 GW pour atteindre 105 GW en 2030. 30 GW d'éolien et 16,4 GW de photovoltaïque sont installés en France. Leur production couvre ainsi près de 18 % de la consommation annuelle d'électricité. Voir RTE (2015) pour d'autres scénarios.



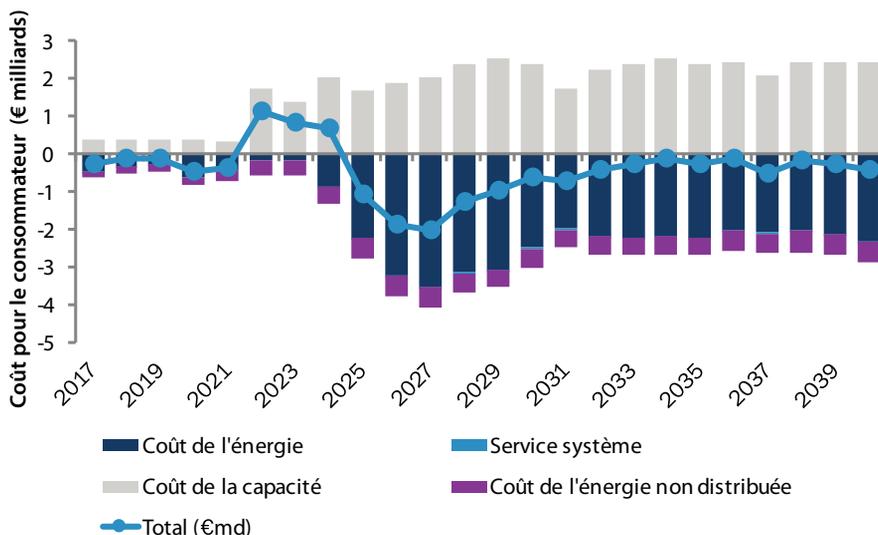
Graphique 1 : Comparaison de la LOLE entre un scénario avec MC et un scénario EOM
 Source : Calculs des auteurs

d'achats d'énergie et de l'électricité non distribuée dépassent les coûts de capacité additionnelle. (Graphique 2)

Sur le moyen terme (2017-2021), le MC contribue à limiter le coût pour le consommateur en réduisant légèrement le coût de l'électricité facturée, ainsi que les coûts liés au délestage. D'autre part, bien que les consommateurs aient à payer pour la disponibilité des capacités, le prix de capacité induit reste faible dans la mesure où aucun investissement majeur dans de nouvelles centrales n'est nécessaire.

Entre 2022 et 2024, le MC augmente légèrement le coût pour le consommateur car certains investissements essentiels au maintien de la sécurité de l'approvisionnement doivent être anticipés par rapport au scénario EOM.

Sur le long terme – après 2025 –, le MC réduit considérablement le coût pour le consommateur grâce à une réduction du prix de l'énergie et des volumes d'énergie non distribuée, qui compense largement le coût additionnel lié à la capacité. Une des raisons de la réduction du coût total pour les consommateurs, au-delà du



Graphique 2 : Impact du MC sur le coût pour le consommateur (différence entre un scénario avec un MC et un scénario EOM)
 Source : Calculs des auteurs

moindre risque de délestage, est que les coûts de financement des nouveaux investissements sont plus faibles avec un MC. En effet, un MC favorise la sécurisation de revenus, ce qui entraîne un coût du capital plus faible et réduit ainsi le coût total. Ceci est particulièrement vrai pour les centrales qui ne fonctionnent que durant des périodes de pointe lors de vagues de froid intenses et ponctuelles.

L'introduction du MC accroît le surplus économique global en France de plus de 500 M€ par an en moyenne sur la période considérée (Graphique 3). Le MC bénéficie non seulement aux consommateurs mais aussi aux producteurs et aux opérateurs d'effacement qui perçoivent des revenus plus stables avec le MC et augmentent leurs bénéfices de 100 M€ par an en moyenne sur la période grâce aux revenus de capacité et à la réduction des risques de marché et donc du coût du capital.

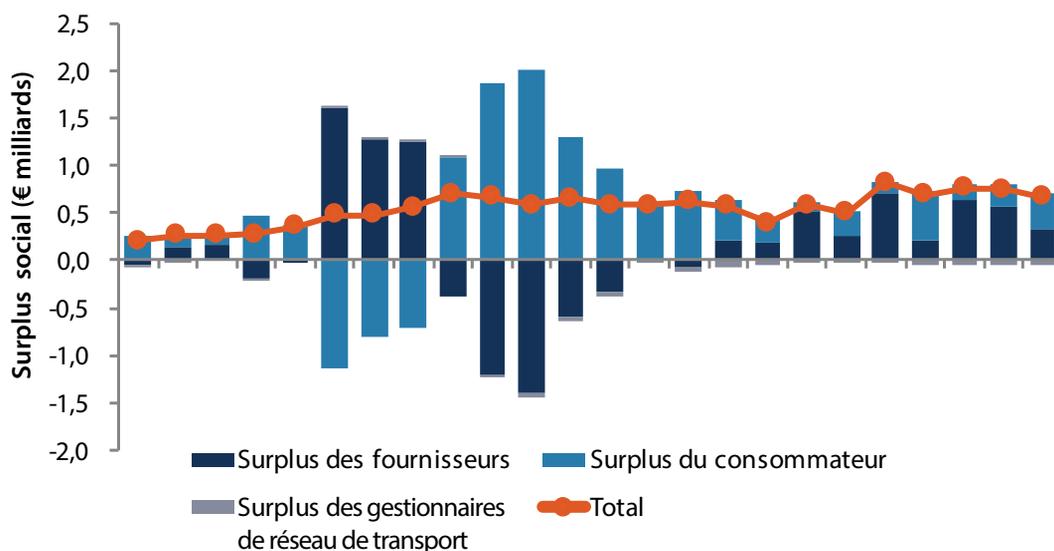
En effet, lorsque qu'il est nécessaire de développer des capacités d'effacement supplémentaires ou de sortir des CCGT (Centrale gaz à cycle combiné) de mise sous cocon pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, les offreurs de capacité bénéficient de prix de capacité plus élevés. Cela est toutefois partiellement compensé par des revenus de la

vente d'énergie plus faibles, du fait qu'il y ait moins de pics de prix.

4.3 Impact sur l'évolution du mix

Comme le mécanisme de capacité vise à garantir l'adéquation entre l'offre et la demande, qui n'est pas garantie dans le scénario EOM au niveau requis par les pouvoirs publics, il a nécessairement un impact sur la capacité disponible (Graphique 4). Le MC permet de sélectionner les technologies les plus compétitives pour chaque période afin de répondre au mieux au critère de sécurité d'approvisionnement.

À moyen terme, que le MC soit en place ou non, toutes les centrales au fioul sont fermées et trois CCGT sont mises en veille entre 2017 et 2021. Le MC permet toutefois de maintenir quelques centrales à cogénération et de développer les technologies les moins onéreuses pour assurer l'adéquation : à moyen terme, selon nos hypothèses de coûts, il s'agit de l'effacement. Le MC favorise l'émergence des agrégateurs et le développement de plus de capacité d'effacement par rapport à l'EOM. Cependant, ces besoins de capacité pourraient être remplis par d'autres technologies, comme des CCGT mises sous cocon ou certaines centrales de pointe en fonction des hypothèses de coûts.



Graphique 3 : Impact du MC sur le surplus économique global (différence entre un scénario avec un MC et un scénario avec un EOM)

Source : Calculs des auteurs

Sur le long terme, le MC induit de nouveaux investissements dans des capacités les plus compétitives en termes de coûts pour répondre aux besoins :

- L'effacement couvre au moins 50 % du besoin de capacité supplémentaire de 2023 à 2040 ;
- À partir de 2024, les investissements dans de nouveaux CCGT deviennent rentables ; et
- À partir de 2026, de nouvelles CGT (turbines à combustibles ou Open cycle gas turbine) sont construites, alors que ce n'était pas économiquement viable sans MC.

Il est également à noter que le MC aura probablement plutôt tendance à favoriser la concurrence et l'arrivée de nouveaux acteurs par rapport au scénario EOM. Un scénario avec MC induit plus d'effacement et une plus grande capacité de production à base de gaz. Ces capacités sont souvent développées et détenues par des nouveaux entrants.

4.4 Impact sur le marché de l'énergie

L'introduction de MC peut avoir, en théorie, un impact sur les marchés de l'électricité, à la fois :

- Sur le court terme : le MC peut influencer la stratégie de participation (par exemple

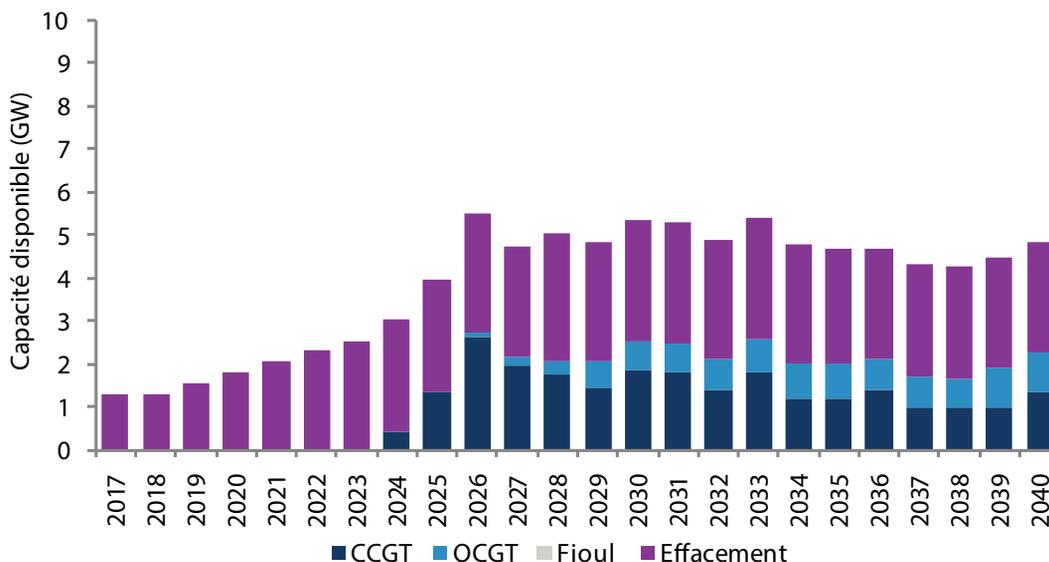
au travers de la programmation de la production ou des offres d'achat/vente faites sur le marché) des opérateurs du marché de l'énergie existants ; et

- Sur le moyen – long terme : le MC peut influencer les décisions d'investissement, de mise sous cocon ou de fermeture d'opérateurs nouveaux et existants.

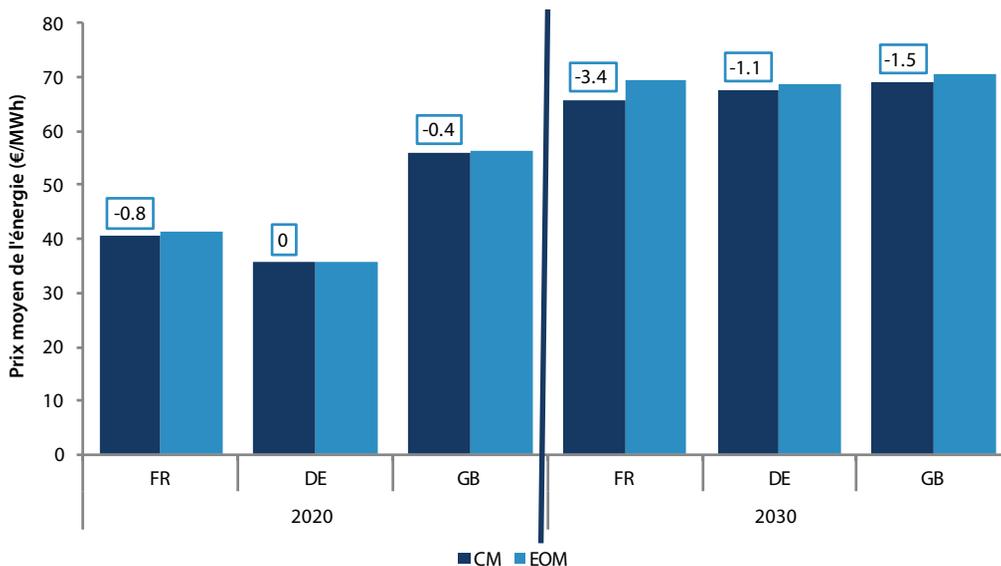
L'objectif intrinsèque des MC est d'influencer le comportement des acteurs du marché afin d'aligner le niveau de sécurité d'approvisionnement avec le critère de sécurité défini par les pouvoirs publics. Pour autant, un MC bien défini peut permettre de limiter son impact à ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs définis tout en évitant de générer des distorsions⁴ sur le marché de l'électricité.

Le MC français est conçu pour ne pas altérer la stratégie d'offres ainsi que les décisions de *dispatch* des acteurs sur le marché à court terme. Les offreurs de capacités français placent leurs offres sur le marché de l'énergie

4. Nous distinguons impact et distorsion : nous définissons les distorsions comme des impacts négatifs du mécanisme sur le fonctionnement du marché de gros de l'énergie, pouvant mener à une utilisation non-efficace du parc de production et d'effacement, ne respectant pas l'ordre de préséance économique.



Graphique 4 : Variation de la capacité disponible (différence entre un scénario avec un MC et un scénario EOM)
Source : Calculs des auteurs



Graphique 5 : Prix moyen de l'énergie sur le marché de gros en France et dans ses pays frontaliers dans les scénarios avec MC et EOM

Source : Calculs des auteurs

Note: le chiffre au-dessus de chaque barre est la différence entre le prix moyen – en €/MWh – entre le scénario du MC et le scénario de l'EOM.

en fonction de leur coûts marginaux à court terme (CMCT) de la même manière qu'ils le font en EOM.⁵ L'existence d'un MC incite les producteurs et les opérateurs d'effacement à maximiser leur disponibilité pendant l'hiver, mais ne les force pas à produire ou modifier leurs offres sur le marché de l'énergie.

De plus, pour le MC français, plusieurs caractéristiques importantes ont été définies afin d'éviter tout impact sur les stratégies d'offres de marché et sur les décisions de *dispatch* des acteurs du marché de l'énergie. Par exemple, la certification des capacités de production ou d'effacement se fonde sur la disponibilité de ces capacités : cela permet de ne pas modifier l'ordre de préséance économique pour le *dispatch* sur le court terme, car les offreurs de capacité (que ce soit les producteurs ou les opérateurs d'effacement) ne sont pas obligés de produire de l'électricité ou d'être activés. Le principal impact du MC français devrait donc

5. Nous considérons également, dans les scénarios avec ou sans EOM selon la même méthodologie, la possibilité que pour les offreurs de capacité – notamment en périodes de pointe – d'appliquer une majoration sur leur CMCT quand les marges sont faibles afin de pouvoir récupérer une partie de leurs coûts fixes.

être centré sur l'évolution de la disponibilité de la production et des effacements à moyen – long terme, à travers la modification des décisions d'investissement, de mise sous cocon ou de fermeture des acteurs de marché.

Au total, le MC français ne modifie ni le comportement, ni la stratégie des acteurs sur le marché de l'énergie, ni la préséance économique à court terme. Sur le long terme en revanche, il corrige les défaillances du marché lorsque le prix de l'électricité ne reflète pas la vraie valeur de la sécurité d'approvisionnement et il aide à obtenir des capacités disponibles plus optimales compte tenu des objectifs politiques (Graphique 5).

Sur un horizon à plus long terme, le prix moyen de l'électricité de gros diminue faiblement (d'environ 5 % en 2030). Ceci est dû principalement à une plus faible occurrence de pics de prix du fait de la capacité additionnelle par rapport au scénario EOM, nécessaire pour assurer l'adéquation des ressources (Graphique 1-5). De plus, l'effet de cette réduction de prix est très limité sur les pays frontaliers (environ 1,6 % en Allemagne et 2,2 % au RU en 2030).

En outre, à l'échelle européenne, le MC français n'induit pas d'augmentation des émissions de CO₂ alors même que davantage de demande d'électricité est satisfaite.

4.5 Comparaison de l'impact du MC avec des politiques appliquées en Europe

Le débat sur l'efficacité et l'impact des différents types de mécanisme de capacité en Europe a trouvé son point culminant récemment avec l'enquête approfondie lancée par la Commission Européenne (CE, 2016). Notre étude n'a pas pour ambition d'apporter des réponses sur ces sujets, mais notre modélisation nous permet de comparer l'impact du MC français avec la réserve stratégique mise en œuvre en Allemagne.

La réserve stratégique allemande⁶ est composée d'une réserve de capacité visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement et d'une réserve climatique visant à réduire les émissions de CO₂ (jusqu'à 2,7 GW de capacité de production à base de lignite devrait sortir du marché de l'énergie). Nous avons fait l'hypothèse d'une réserve de capacité parfaite, n'affectant pas le marché de l'énergie. Nous nous sommes donc concentrés sur l'impact de la réserve climatique. Dans le scénario contrefactuel, nous avons fait l'hypothèse que les centrales au lignite ne seraient fermées qu'après avoir atteint l'âge moyen de 45 ans.

La quantité de capacité additionnelle induite par le MC français est de 5,8 GW et peut se comparer à la réserve stratégique allemande sur le long terme (4 GW). L'effet de la réserve stratégique climatique allemande sur les prix moyens est opposé à celui du MC français. La réserve stratégique climatique augmente le prix à long terme de 1,7 €/MWh en Allemagne, alors qu'une diminution de 3,4 €/MWh en France est introduite par le MC.

Le MC français réduit, en moyenne, les coûts pour le consommateur. Cela est dû principalement au fait qu'il réduit le risque de délestage

et le coût de financement de nouveaux investissements. La réserve stratégique offre un niveau de sécurité élevé mais induit des coûts additionnels d'environ 800 M€ par an pour le consommateur. Ces coûts additionnels sont principalement dus à la réserve climatique.

Dans le scénario EOM, la durée annuelle de défaillance en Allemagne augmente jusqu'à atteindre 10 heures par an à moyen-long terme. La mise en place de la réserve stratégique couvre largement ce risque avec une LOLE diminuant jusqu'à entre 0 et 1 heure par an.

L'impact en termes de coûts pour le consommateur est difficile à comparer entre les différents mécanismes modélisés au regard de leurs objectifs divergents. Nos conclusions doivent donc être interprétées avec prudence. La réserve stratégique allemande et le MC français ont tous deux pour objectif de sécuriser l'offre, même si la réserve stratégique inclut également une mesure spécifique relative à la fermeture des centrales au lignite ce qui contribue à la décarbonisation. Les coûts qui découlent de ces deux objectifs sont analysés dans l'analyse qui suit.

Le MC français réduit en moyenne les coûts pour le consommateur, en réduisant le risque de délestage et le coût de financement de nouveaux investissements. A titre de comparaison, selon notre modèle, la réserve stratégique induit un coût net pour le consommateur estimé à environ 800 M€/année comme indiqué dans le graphique 6 ci-dessous. Ceci est dû à plusieurs facteurs : les consommateurs ne peuvent pas bénéficier d'un prix de l'énergie plus bas étant donné que la capacité présente dans la réserve stratégique n'est pas valorisée par le marché ; les coûts de contractualisation d'une réserve stratégique théorique sont estimés à 130 M€ ; la réduction du risque d'approvisionnement est limitée en 2020 et évaluée à environ 260 M€ en 2030 ; et enfin l'aspect « climat » de la réserve augmente les coûts de l'énergie et de contractualisation de la réserve pour les consommateurs d'environ 650 à 870 M€ par an. Les centrales au lignite sont remplacées par des usines à gaz dans l'ordre de *dispatch*, dont le CMCT est plus élevé, ce qui augmente le prix de gros en moyenne. De plus, les coûts de contractualisation sont plus élevés que ceux

6. La capacité prévisionnelle et son évolution viennent de Platts, 2015 et du livre blanc du ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie « *an electricity market for Germany's energy transition* », ce document étant la source d'information la plus fiable disponible à l'époque de l'étude.

des centrales qui auraient été contractées dans le scénario d'une politique de réserve stratégique à technologie neutre (sans contraindre l'inclusion dans la réserve des centrales au lignite).

Ainsi, la plus grande partie de l'augmentation des coûts pour le consommateur est due à l'aspect « climat » de la réserve stratégique. Sans cette distorsion dans la constitution de la réserve, une réserve stratégique théoriquement parfaite créerait tout de même un surplus de coût sur les premières années de mise en œuvre. Mais, au cours de la période 2018-2030, il s'agit pour les consommateurs d'un jeu à somme nulle.

Conclusions

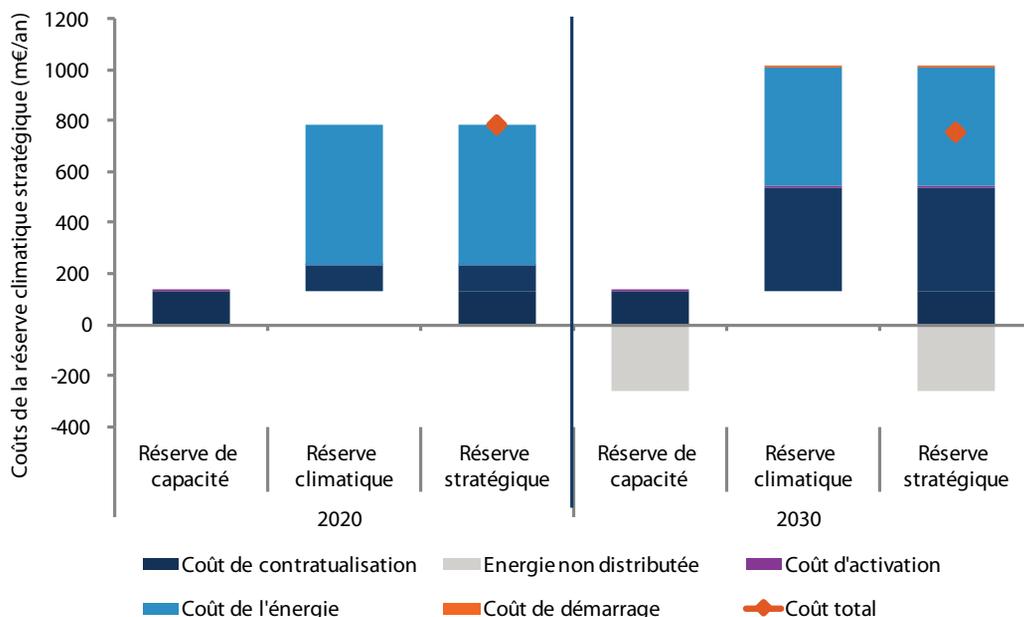
Le marché de l'énergie ne permet pas à lui seul d'atteindre tous les objectifs visés par les pouvoirs publics. Les différents mécanismes que nous avons considérés visent à orienter les résultats du marché de l'énergie vers ces différents objectifs, fixés au niveau européen, qui comprennent la sécurité d'approvisionnement,

le développement des énergies renouvelables, et/ou la décarbonisation.

Notre étude a pour objectif de quantifier les impacts du MC français sur le marché de l'électricité et de comparer ces impacts avec d'autres interventions publiques de même nature dans les pays voisins. Pour ce faire, nous modélisons le réseau électrique européen en utilisant un modèle de *dispatch* sur la base d'une modélisation dynamique couvrant la période 2017-2040. Les hypothèses et les scénarios sont construits d'après des publications de RTE et d'ENTSO-E.

Le MC français est conçu pour garantir la sécurité d'approvisionnement avec le critère de sécurité d'approvisionnement déterminé par les pouvoirs. Le MC français atteint cet objectif en augmentant le surplus économique global et en réduisant les coûts nets pour le consommateur final de 400 M€ par an en moyenne.

Le MC français permet la garantie de l'approvisionnement tout en limitant l'impact sur le marché de l'énergie. En effet, le MC ne modifie pas le comportement ou la stratégie des acteurs du marché de l'énergie. Il a en revanche nécessairement un impact sur la capacité disponible à moyen et long terme pour pouvoir



Graphique 6 : Décomposition de l'impact de la réserve stratégique allemande sur les coûts des consommateurs

Source : Calculs des auteurs

atteindre son objectif de garantie de la sécurité d'approvisionnement en France. En particulier, le MC français encourage le développement de l'effacement et d'actifs de production autant que de besoin pour maintenir la sécurité d'approvisionnement au niveau requis. ■

Remerciements et disclaimer : cet article est extrait de l'étude d'impact du mécanisme de capacité réalisée par FTI-CL pour RTE qui est disponible sur le site web suivant : <http://www.fticonsulting.com/fti-intelligence/energy/research/eu-power-markets/the-french-capacity-mechanism>. Les auteurs remercient RTE pour son soutien. Les analyses et opinions présentées sont celles des auteurs et n'engagent pas RTE ni FTI Consulting, Inc.

Références

- Battle, C. and Rodilla, P., 2010. A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. *Energy Policy*, 38(11), pp.7169-7179.
- Boiteux, M., 1949. La tarification des demandes en pointe : Application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue Générale d'Electricité*, 58: 321-40.
- Bidwell, M. and Henney, A., 2004. Will the new electricity trading arrangements ensure generation adequacy? *The Electricity Journal*, 17(7), pp.15-38.
- CE, 20 avril 2015. Communiqué de presse de la CE. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4892_en.htm.
- CE, 13 novembre 2015. Communiqué de presse de la CE. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6077_en.htm.
- Cepeda, M., Finon, D., 2011. Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets. *Energy Policy* 39, 3128-3143. doi:10.1016/j.enpol.2011.02.063
- De Vries, L., Heijnen, P., 2008. The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms. *Utilities Policy* 16, 215-227. doi:10.1016/j.jup.2007.12.002.
- ENTSO-E, 2015. Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF).
- Finon, D. and Pignon, V., 2006. Electricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique. *Économie et Sociétés*, (10), pp.1499-1533.
- Frontier Economics, 2014. Impact Assessment of Capacity Mechanism.
- Hani, T., Bialek, J.W. and Cherkaoui, R., 2006. Modelling generation capacity margin as a dynamic control problem. In 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 8-pp). IEEE.
- Hasani, M. and Hosseini, S.H., 2011. Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms. *Energy*, 36(1), pp. 277-293.
- Hary, N., Rioux, V. and Saguan, M., 2016. The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms. *Energy Policy*, 91, pp. 113-127.
- Hobbs, B.F., Iñón, J. and Kahal, M., 2001. A review of issues concerning electric power capacity markets. Project report submitted to the Maryland Power Plant Research Program, Maryland Department of Natural Resources.
- Holt, C.A. and Laury, S.K., 2002. Risk aversion and incentive effects. *American economic review*, 92(5), pp.1644-1655.
- Jaffe, A.B., Felder, F.A., 1996. Should electricity markets have a capacity requirement? If so, how should it be priced? *The Electricity Journal* 9, 52-60.
- Joskow, P., 2006. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. AEI-Brookings Joint Center Working Paper 06-14.
- Jalal, T.S. and Bodger, P., 2010, December. The development of a system dynamics model to evaluate electricity generation expansion in New Zealand. In Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010 20th Australasian (pp. 1-6). IEEE.
- Kadoya, T., Sasaki, T., Ihara, S., LaRose, E., Sanford, M., Graham, A.K., Stephens, C.A. and Eubanks, C.K., 2005. Utilizing system dynamics modeling to examine impact of deregulation on generation capacity growth. *Proceedings of the IEEE*, 93(11), pp.2060-2069.
- Keppler, J. H., 2014. First principles, market failures and endogenous obsolescence: The dynamic approach to capacity mechanisms. CEEM Working Paper, no. 2014-08, Paris-Dauphine University.
- Morales, J.M., Zugno, M., Pineda, S. and Pinson, P., 2014. Electricity market clearing with improved scheduling of stochastic production. *European Journal of Operational Research*, 235(3), pp.765-774.
- Olsina, F., Garces, F. and Haubrich, H.J., 2006. Modeling long-term dynamics of electricity markets. *Energy Policy*, 34(12), pp.1411-1433.
- Overbye T.J., Cheng X., Sun Y., 2004. A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations. In: Proceedings of the 37th Hawaii international conference on system sciences.
- Petitot, M., Finon, D., Janssen, T., 2016. Ensuring capacity adequacy during energy transition in mature power markets : a social efficiency comparison of scarcity pricing. CEEM working paper.
- Roques, F., 2008. Capacity Mechanisms and Institutional Context: Healing Symptoms or Causes?, *Utilities Policy*, Vol. 16(3): 171-183.
- RTE, 2011. Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs.
- RTE, 2015. Bilan provisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. <http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2015.pdf>
- Agence International de l'Energie (AIE), 2015. World Energy Outlook.
- Union Française de l'Électricité (UFE) et German Association of Energy and Water Industries (BDEW), 2014. Energy transition and capacity mechanisms: A contribution to the European debate with a view to 2030.