



ANALYSE D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Une contribution au débat européen
pour un approvisionnement sûr
en électricité

JANVIER 2018

ANALYSE D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Une contribution au débat européen
pour un approvisionnement sûr
en électricité

JANVIER 2018

SYNTHÈSE

Pourquoi une analyse d'impact du mécanisme de capacité ?

La libéralisation progressive du secteur électrique européen, initiée au cours des années 90, a été fondée sur le développement d'un marché européen de l'électricité dans lequel les producteurs, les opérateurs d'effacement, les fournisseurs et les négociants s'échangent des blocs d'énergie à différentes échéances temporelles (contrats à terme, journalier (J-1), infra-journalier). Ces échanges ont lieu au sein d'une même zone de prix, ou d'une zone de prix à une autre dans la limite des capacités d'interconnexion.

Cette organisation des marchés de l'énergie a prouvé son efficacité en assurant une optimisation à la maille européenne de l'utilisation des capacités de production et d'interconnexion. À chaque instant, les capacités de production dont les coûts variables sont les plus faibles en Europe sont sollicitées pour satisfaire la demande d'électricité, dans la limite des capacités d'interconnexion.

Cependant, la faculté des marchés de l'énergie à envoyer les signaux économiques pertinents pour déclencher les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui mise en question. La plupart des pays européens ont ainsi fait le choix de compléter leur cadre de régulation en introduisant des mécanismes de capacité, pouvant prendre des formes variées, dans l'objectif de sécuriser leur approvisionnement en électricité.

La France a fait ce choix en 2010 sur la base d'un travail parlementaire approfondi. Des analyses technico-économiques ont accompagné les étapes de concertation et de définition du cadre réglementaire. Elles ont permis d'orienter les grands choix de conception inhérents à la mise en œuvre d'un tel dispositif.

Le mécanisme de capacité français est pleinement entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017 – début de la première année de livraison couverte par le mécanisme – après

avoir été formellement approuvé par la Commission européenne au terme d'une enquête approfondie ouverte sous le chapitre des aides d'État. Néanmoins, si le débat qui s'est tenu au niveau français a permis de dégager un relatif consensus sur la nécessité et la pertinence de ce type de dispositif, ce débat reste aujourd'hui ouvert au niveau européen.

En témoigne le projet de paquet législatif européen (*Clean Energy Package*) qui, s'il reconnaît la possibilité pour les États membres de mettre en place des mécanismes de capacité, propose (i) de subordonner leur mise en œuvre à de nombreuses contraintes (limitation dans le temps, réexamen annuel, paramétrages de l'objectif de sécurité d'approvisionnement basé sur une méthodologie européenne d'estimation de la valeur de l'énergie non distribuée, etc.) et (ii) de rehausser les plafonds de prix sur les marchés de l'énergie, à hauteur de la valeur estimée de l'énergie non distribuée. Cette dernière proposition est présentée comme la solution de référence pour remédier aux risques actuels et futurs pesant sur la sécurité d'approvisionnement des États membres.

En témoigne également la relative prudence avec laquelle la Commission autorise, au cas par cas, l'instauration de tels mécanismes. Une prudence que l'on retrouve par exemple dans le cas français : certes le dispositif bénéficie d'une approbation explicite, mais cette approbation ne vaut que pour une période limitée de 10 ans.

Dans ce contexte, la réalisation par RTE d'une analyse d'impact économique s'inscrit dans la lignée des travaux réalisés au niveau français et vient compléter les analyses précédentes, dans un souci constant d'objectiver l'apport du mécanisme de capacité français et les choix guidant la construction du cadre réglementaire et ses évolutions futures. Au-delà de son intérêt dans le cadre français, les conclusions de cette analyse ont également vocation à éclairer les décisions réglementaires au niveau européen, notamment dans le cadre de l'élaboration du *Clean Energy Package*.

Les limites du modèle de marché « energy only » pour assurer la sécurité d’approvisionnement

Les travaux conduits par Ramsey et Boiteux dans les années 1950 sur la relation entre financement des actifs de production et tarification au coût marginal¹ ont été décisifs pour la compréhension et la représentation de l’économie du secteur électrique. Ils constituent l’ossature théorique de l’organisation du marché dite « *energy-only* » et ont fourni un modèle simplifié permettant de décrire le fonctionnement d’une telle organisation de marché. Les raisons du succès de cette représentation théorique tiennent autant à la puissance de ses résultats qu’à la facilité avec laquelle elle peut-être modélisée.

Suivant ce cadre d’analyse, sous certaines hypothèses, le fonctionnement du marché « *energy only* » aboutit à un résultat identique à celui qu’atteindrait un planificateur bienveillant et omniscient, en charge d’optimiser le fonctionnement du système électrique. Plusieurs hypothèses principales conditionnent ce résultat : (i) le fonctionnement du marché correspond à une concurrence pure et parfaite (acteurs parfaitement rationnels ne disposant pas ou n’utilisant pas de pouvoir de marché), (ii) les prix s’établissent au niveau réel de la perte d’utilité pour les consommateurs lors des périodes de délestage (définition des plafonds de prix à ce niveau et absence d’erreur d’estimation sur la valeur de l’énergie non distribuée) et (iii) les acteurs intègrent uniquement, dans l’évaluation de la rentabilité prévisionnelle de leurs investissements en capacité, l’espérance des revenus tirés sur les marchés de l’énergie, y compris les revenus obtenus lors des périodes de pénuries, bien que celles-ci soient très rares.

Analyser l’impact de la mise en place d’un mécanisme de capacité nécessite de dépasser cette représentation simplifiée du fonctionnement des marchés de l’énergie, en proposant une modélisation plus réaliste et rendant mieux compte de la manière dont les acteurs économiques prennent leurs décisions d’investissement. En particulier, l’absence d’impact du risque de rentabilité

sur la prise de décision ou le coût de financement ne peut être considérée comme pouvant refléter le comportement réel des acteurs.

Une revue des études d’impact existantes

Avec l’émergence et la mise en place de différents mécanismes de capacité en Europe, de nombreuses études évaluant l’impact de ces mécanismes sur la sécurité d’approvisionnement et chiffrant leurs conséquences en termes de valeur économique créée (ou détruite) ont été publiées. Ces études ont mis en évidence des résultats très variés et parfois contradictoires.

Afin de dégager des enseignements robustes au plan théorique, RTE a mené une analyse détaillée des études publiées sur le sujet en s’attachant à identifier leur domaine de validité et les hypothèses régissant leurs conclusions. Ce travail de revue de littérature, déjà initié en 2014², a été étendu à un périmètre plus large d’études. Le périmètre des études considérées, établi de manière concertée avec les parties prenantes a porté sur des études européennes (i) publiques, (ii) intégrant un volet de comparaison quantitative avec un marché « *energy only* » et (iii) couvrant un large panel d’approches, de points de vue et de types d’auteurs (académiques, consultants, institutions, etc.).

Les sept études qui ont été analysées sont listées dans le tableau 1.

La grille d’analyse définie par RTE a permis d’identifier **les propriétés indispensables à l’analyse d’impact du mécanisme de capacité (le « must have »)** :

- **La représentation des décisions d’investissement, de mise sous cocon et de fermeture des capacités doit être endogène et basée sur un critère de rentabilité économique des capacités.** L’étude Thema, qui suppose que le volume global d’investissements n’est pas modifié par la mise en

1. BOITEUX, Marcel. Sur la gestion des monopoles publics astreints à l’équilibre budgétaire. *Econometrica*, 1956, Vol 24 (1), p22-40

2. Rapport d’accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité (RTE, 2014).

Tableau 1. Liste des études d'impact analysées par RTE

Institution/ Organisation	Étude	Année de publication
Commission européenne E3MLab/ICCS	<i>Impact assessment accompanying the proposals for the Clean Energy Package s'appuyant sur Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative (E3MLab/ICCS, 2017).</i>	2016
FTI-CL Energy	<i>Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets</i>	2016
CEEM	<i>Ensuring capacity adequacy during energy transition in mature power markets et Effects of risk aversion on investment decisions in electricity generation : What consequences for market design?</i>	2016
UFE-BDEW	<i>Energy transition and capacity mechanism, A contribution to the European debate with a view to 2030</i>	2015
Frontier Economics – Consentec	<i>Impact Assessment of Capacity Mechanisms</i>	2014
Department of Energy and Climate Change	<i>Electricity Market Reform – Capacity Market – Impact assessment</i>	2014
Thema Consulting Group E3M Lab, COWI	<i>Capacity Mechanisms in Individual Markets within the Internal Energy Market</i>	2013

place d'un mécanisme de capacité ne peut donc être considérée comme une analyse d'impact pertinente.

- **La modélisation du mécanisme de capacité doit être compatible avec l'architecture du mécanisme français (i.e. un mécanisme de marché, régulé par les quantités, auquel toutes les capacités participent).**

Les résultats des études Thema (portant sur un paiement de capacité sélectif) et Frontier Economics – Consentec (pour les volets portant sur l'analyse d'une réserve stratégique ou d'un mécanisme sélectif) ne peuvent être transposées à l'analyse du mécanisme de capacité français.

- **Le mécanisme de capacité modélisé doit être paramétré de façon cohérente avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement poursuivi.**

Certaines études (DECC, Frontier Economics - Consentec) considèrent un mécanisme de capacité dont le paramétrage conduit à un niveau de capacité fortement surdimensionné par rapport à ce qui est économiquement rationnel. Ces études n'évaluent pas l'intérêt d'un mécanisme de capacité en soi mais les conséquences d'un sur-dimensionnement du système électrique, qui peut aboutir à une destruction de valeur pour la collectivité.

- **Les aléas pesant sur le système électrique et in fine les revenus des détenteurs de capacité, ainsi que leur effet sur le coût d'accès au capital pour financer de nouvelles capacités doivent être intégrés dans les études quantitatives conduites.**

Le mécanisme de capacité permet une réduction du risque financier de projets d'investissements. L'évaluation de l'impact du mécanisme de capacité sur les investissements en capacités de production et le coût du système électrique pour les consommateurs nécessite de représenter la réduction de risque résultant du mécanisme de capacité et son influence sur les décisions des acteurs et leur coût d'accès au capital. Les études DECC, Frontier Economics-Consentec et Thema ne représentent pas ces aléas et l'étude de la Commission européenne, bien que les représentant, ne considère pas leur effet sur les décisions des acteurs.

Parmi les études considérées, seules trois études (UFE-BDEW, CEEM et FTI-CL Energy) remplissent ces prérequis et permettent donc d'apporter une contribution pertinente à l'étude d'impact du mécanisme de capacité. Elles permettent de tirer les principales conclusions suivantes :

- **En présence d'imperfections dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, une architecture**

de marché *energy only* ne permet pas d'assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme, et conduit à des espérances de défaillance élevées (de l'ordre de 10 heures par an), incompatibles avec le critère de référence fixé par les pouvoirs publics. Dans ce type de situation, un parc dimensionné sur le critère public de sécurité d'approvisionnement (une espérance de défaillance de 3 heures/an) n'arrive pas à trouver sa rentabilité (existence de *missing money*).

► **Introduire un mécanisme de capacité pour remédier aux imperfections des marchés de l'énergie conduit à des bénéfices nets pour la collectivité de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros par an.** Ces bénéfices découlent de la réduction du volume d'énergie non distribuée et de la diminution du coût d'accès au capital induites par la mise en œuvre d'un cadre d'investissement plus sécurisant pour les acteurs de marché.

► **Essayer de corriger les imperfections des marchés de l'énergie en augmentant les plafonds de prix peut avoir des effets indésirables.** En effet, une architecture de marché *energy only* dans laquelle les plafonds de prix seraient élevés au niveau de la valeur attribuée à l'énergie non distribuée conduit à des risques élevés sur la rentabilité des capacités de pointe (production et effacement). Ces risques sur la rentabilité des actifs se traduisent (i) par un potentiel sous-investissement et un non-respect du critère de sécurité d'approvisionnement et (ii) par des surcoûts de financement pour les acteurs, à l'origine d'une perte de valeur pour la collectivité dont l'ampleur peut être estimée jusqu'à plusieurs centaines de millions d'euros par an par rapport à une architecture de marché avec mécanisme de capacité, dans laquelle le risque sur la rentabilité des capacités est largement réduit.

Cependant, ces études ne représentent pas la dynamique des décisions relatives aux capacités (investissements, fermetures, mises sous cocon) sur un horizon pluriannuel. Elles sous-estiment les incertitudes de «long-terme» affectant l'évolution du contexte macro-économique et énergétique (incertitudes sur l'évolution de la demande, de la pénétration des énergies renouvelables, des prix des combustibles, etc.). Seuls les risques de «court-terme» (aléas météorologique

affectant la consommation et la production des filières renouvelables, aléas portant sur la disponibilité des moyens de production) sont représentés. L'étude UFE-BDEW suppose un prix de la capacité fixe dans le temps et les études FTI-CL Energy et CEEM considèrent un prix qui évolue dans le temps mais de façon déterministe.

Ces études pourraient donc avoir tendance à surévaluer l'intérêt du mécanisme de capacité français actuel qui, s'il permet de réduire le risque résultant des aléas de «court-terme», n'a pas été conçu pour protéger les investissements des risques associés aux évolutions de contexte sur le temps long.

La question du risque de long terme étant devenue un point majeur des discussions entre les autorités françaises et la Commission européenne, dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français³, l'absence de prise en compte de ce risque dans les études existantes constitue une lacune significative.

La réalisation en propre par RTE d'une étude d'impact pour compléter les études existantes

RTE a mené une étude d'impact du mécanisme de capacité permettant de lever cette principale limite. Cette étude intègre une représentation plus réaliste et plus complète des risques auxquels sont exposés les acteurs dans chacune des architectures de marché considérées. Elle a pour objectif la comparaison de plusieurs architectures de marché combinant le rehaussement ou non des plafonds de prix sur le marché de l'énergie et la mise en place ou non d'un mécanisme de capacité.

L'approche consiste à simuler sur la période [2016-2030] les décisions prises par les acteurs de marché sur l'évolution (investissement, mise sous cocon, fermeture) de leurs capacités de production et d'effacement et leur utilisation/dispatch horaire. Les décisions sont prises en avenir incertain et il est fait l'hypothèse que les acteurs ont un comportement reflétant la concurrence pure et parfaite. Les délais de construction des moyens de production sont pris en compte.

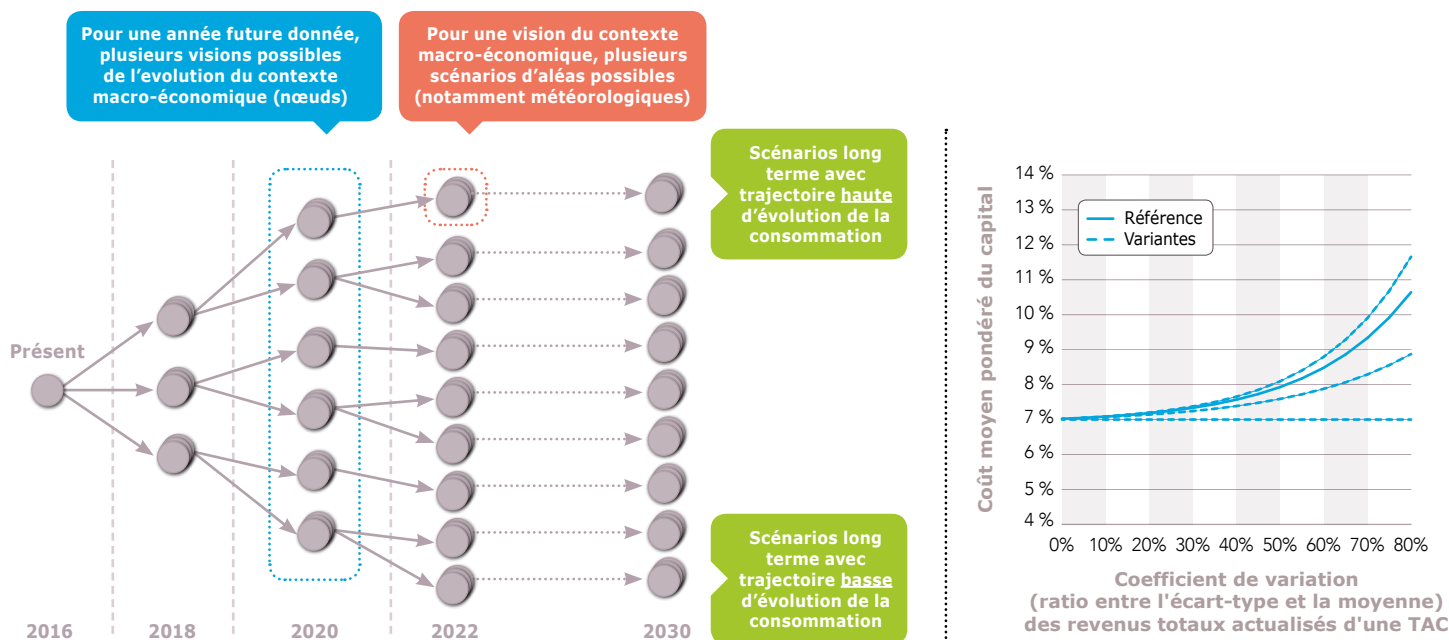
3. Cette question a été résolue par la mise en place d'un dispositif de sécurisation des revenus capacitaires pour les nouvelles capacités afin de faciliter leur émergence sur le marché français. Ce dispositif spécifique aux nouvelles capacités consistera en un système de contrats pour différence permettant de donner aux investisseurs de la visibilité sur leurs revenus capacitaires.

Tableau 2. Synthèse de l'analyse comparative des études d'impact

	RTE	(1) CE-E3MLab	(2) FTI-CL	(3) CEEM	(4) UFE-BDEW	(5) DECC	(6) Frontier Economics - Consentec	(7) Thema
Décisions reposant sur un calcul de rentabilité des actifs (pour les filières non pilotées par la puissance publique)	✓ Oui, sauf filières résultant de choix publics (EnR, nucléaire)	✗ Oui, sauf pour une partie des capacités	✓	✓	✓	✓	✓	✗ Non
Type(s) de mécanisme de capacité modélisés	✓ Mécanisme de marché régulé par les volumes et market-wide	✗ Mécanisme de capacité market-wide stylisé	✓	✓	✓	✓	✓ Divers mécanismes étudiés : market-wide, appel d'offre ciblé, réserve stratégique	✗ Paiement de capacité sélectif
Paramètres du mécanisme de capacité	✓ LOLE à 3h	? Critère de marge non explicité	✓	✓	✓	✗ LOLE à 3h + marge 3 GW	✗ LOLE à 3h sans contribution des interconnexions	✗ Rémunération égale au missing money des TAC
Représentation de l'effet du risque sur le coût du capital et les décisions d'investissement	✓ Oui, aversion au risque endogène (coût du capital dépendant du risque portant sur la rentabilité des investissements)	✗ Exogène (coût du capital différencié arbitrairement selon le market design)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Aléas de court terme (météorologiques, disponibilité des groupes, etc.) et prise en compte dans le risque	✓ Oui, aléas de court terme	✗ Aléas de court terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Dynamique d'investissements	✓ Oui, simulation des investissements, mises sous cocon et déclassements sur un horizon pluriannuel	✓	✓	✓	✗ Non, représentation d'une seule année (2030)	✓	✓	✓
Aléas de long terme (trajectoires sur les EnR, la demande, le contexte énergétique, etc.) et prise en compte dans le risque	✓ Oui, aléas de long terme représentés	✗ Aléas de long terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	✗	✗	✗	✗	✗	✗

- ✓ Représentation adaptée à l'analyse d'impact du mécanisme de capacité
- ✗ Représentation perfectible pour une analyse d'impact précise du mécanisme de capacité
- ✗ Représentation inadaptée pour une analyse d'impact du mécanisme de capacité

Figure 1. Représentation des aléas et de l'effet du risque sur le coût du capital dans la modélisation utilisée pour l'étude d'impact menée par RTE



Ce travail d'analyse s'appuie sur une modélisation des marchés de l'énergie et de la capacité. Les imperfections des marchés de l'énergie sont représentées, à l'instar de la plupart des autres études économiques, au travers d'un plafond de prix (à 3000 €/MWh). Ce choix de modélisation reflète la prédominance actuelle du marché journalier (où les plafonds de prix sont à 3000 €/MWh) sur les autres échéances temporelles (où des plafonds de prix différents peuvent exister) en termes de volumes d'énergie échangés et donc d'impact sur la formation des prix⁴. De même, la modélisation du marché de capacité reflète avec précision les éléments clés de l'architecture du dispositif français : cible de 3h de défaillance par an en moyenne, mécanisme portant sur toute la capacité, neutralité technologique, etc.

Deux grands types d'aléas probables sont représentés. Ces aléas correspondent aux principaux déterminants de la rentabilité des moyens de production. Il s'agit :

- Des aléas de long-terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique. Ils portent sur les

évolutions structurelles affectant la consommation d'électricité et la pénétration des EnR. Ces incertitudes sont représentées sous forme d'un « arbre » d'aléas permettant de rendre compte de la croissance de l'incertitude à mesure que l'horizon considéré s'éloigne : les incertitudes sur l'année 2018 sont plus faibles que les incertitudes sur l'année 2030.

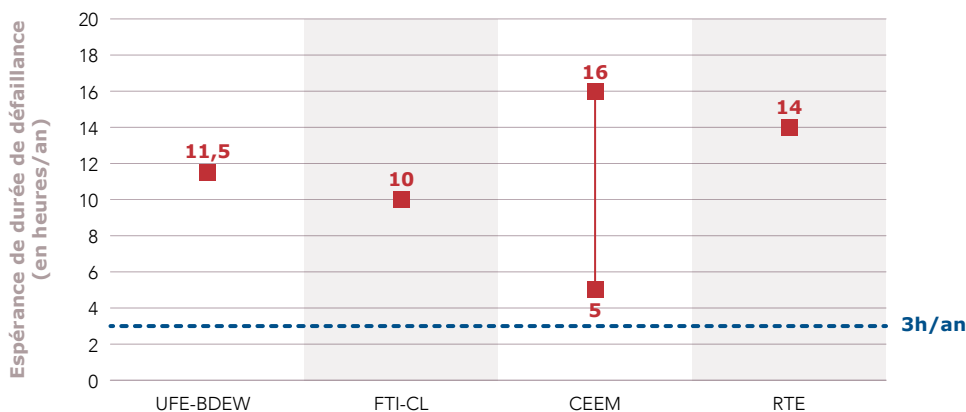
- Des aléas de court-terme sur les conditions météorologiques et la disponibilité future des moyens de production. Ces aléas portent en pratique sur la demande, la production EnR et la disponibilité des moyens thermiques et nucléaires.

Le coût du capital pour les acteurs investissant dans des moyens de production ou d'effacement est représenté comme une fonction dépendant du risque pesant sur la rentabilité. Plus le risque est élevé, plus le coût du capital est important. La rentabilité des projets d'investissement est évaluée sur la base des scénarios possibles de prix sur les marchés de l'énergie (supposés s'établir au coût marginal de production) et de la capacité (supposés s'établir au coût marginal des certificats⁵).

4. Les grands enseignements de l'analyse demeureraient inchangés avec un plafond de prix global égal à 10000 €/MWh, seules les valeurs quantitatives seraient modifiées.

5. En concurrence pure et parfaite, le prix de la capacité s'établit comme la rémunération capacitaire nécessaire pour sécuriser la présence de l'unité marginale du parc au sens du respect du critère public de sécurité d'approvisionnement (3 heures/an d'espérance de défaillance).

Figure 2 – Espérance de durée de défaillance dans l’architecture de marché *energy only* plafonné à 3000 €/MWh. Comparaison des résultats des différentes études.



Conclusions

L'étude d'impact menée par RTE conforte les résultats des trois études identifiées comme pertinentes. Elle permet aussi d'enrichir le périmètre des conclusions grâce (i) à l'analyse d'une architecture de marché intégrant à la fois le rehaussement des plafonds de prix sur le marché de l'énergie et l'introduction d'un mécanisme de capacité, (ii) à l'analyse de variantes portant sur la relation entre le risque supporté par les investisseurs et le coût du capital et, (iii) à l'analyse de variantes portant sur le niveau maximal de prix sur le marché de capacité. Au terme de ce travail d'analyse économique, quatre conclusions principales peuvent être tirées.

L'effet du risque sur le coût du capital est un paramètre essentiel pour l'analyse et la comparaison des architectures de marché envisageables pour le secteur électrique. La prise en compte de cet effet, négligé par certaines études, amène à reconsidérer les mérites respectifs de différentes architectures de marché.

La revue de littérature effectuée dans le cadre de cette analyse d'impact a permis de mettre en lumière que nombre d'études économiques centrées sur la question de la sécurité d'approvisionnement considèrent un coût

Figure 3. Espérance de durée de défaillance dans chacune des architectures de marché étudiées

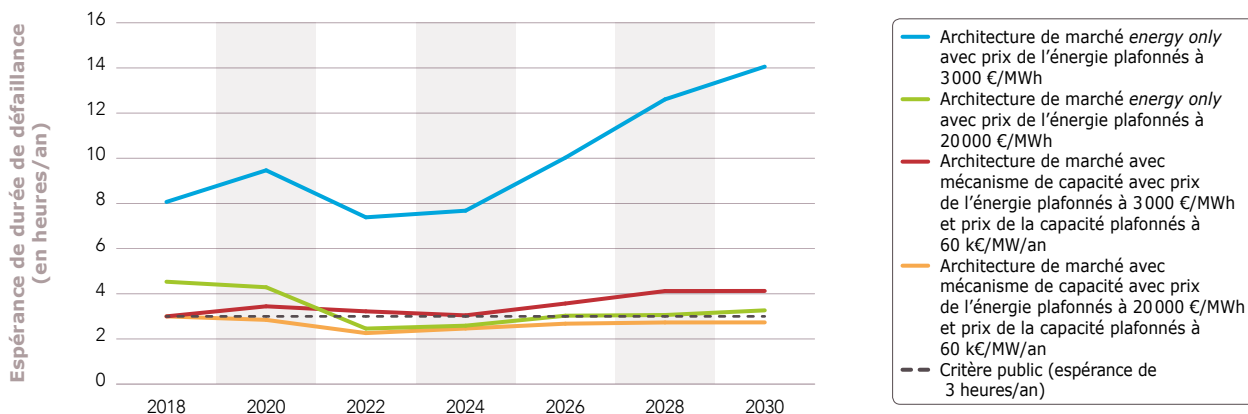
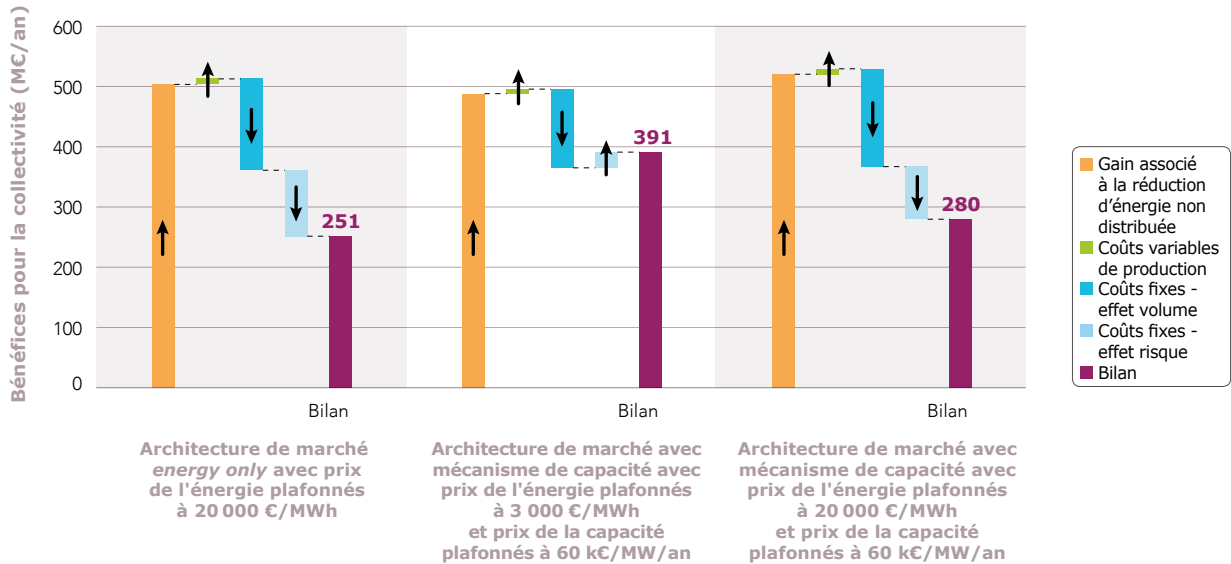


Figure 4. Décomposition du gain pour la collectivité de différentes architectures de marché, en comparaison de l'architecture de marché energy only avec plafond de prix de l'énergie à 3 000 €/MWh



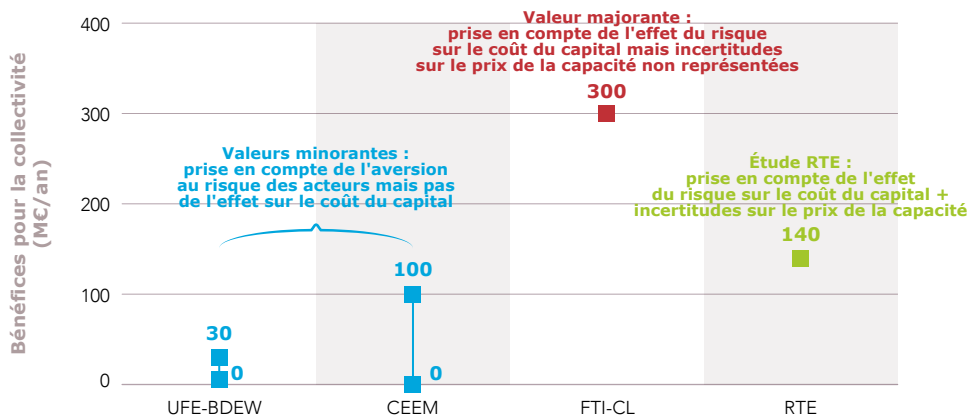
du capital indépendant du risque auquel font face les investisseurs. Cela signifie que ces études postulent que le risque pour les investisseurs est identique quelle que soit l'architecture du marché dans lequel ils évoluent.

Cette hypothèse – centrale pour la validité de nombreux résultats souvent partagés au niveau européen – est manifestement incompatible avec une analyse fine de l'impact des réformes des marchés de l'électricité. Dans d'autres domaines, comme par exemple

l'élaboration des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, le caractère déterminant de l'effet du risque sur le coût du capital fait pourtant consensus. Il convient donc d'étendre à l'analyse des architectures de marché et de la sécurité d'approvisionnement la prise en compte de cet effet.

Jusqu'à présent, la plupart des études publiées au niveau européen n'ont pas rempli ce prérequis. Quelques-unes ont toutefois supposé un coût du capital différent selon les architectures de marché analysées. Mais ces valeurs,

Figure 5. Bénéfices pour la collectivité d'un mécanisme de capacité par rapport à un rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie. Comparaison des différentes études



propres à chaque organisation du marché, étaient parfois exogènes et fixées *a priori*. Elles ne constituaient pas un résultat de l'analyse (calculé à partir des incertitudes sur les revenus futurs tirés par les investissements) mais relevaient plutôt d'un présupposé (exception faite des études UFE-BDEW, FTI-CL et CEEM).

La contribution de RTE vise donc à approfondir cette réflexion en intégrant, dans la représentation des modèles d'affaires des investisseurs, les risques auxquels ils sont exposés et l'effet induit sur le coût d'accès au capital. Ces risques sont liés aux incertitudes de long terme portant sur l'évolution du contexte énergétique, ainsi qu'aux aléas de « court-terme » (aléas météorologiques ou de disponibilité) pouvant affecter les revenus d'une capacité de production ou d'effacement d'une année sur l'autre. Ces travaux pourraient être enrichis avec des analyses complémentaires sur l'effet du risque sur le coût du capital dans le secteur énergétique, sur l'impact de l'intégration amont-aval (i.e. production-fourniture⁶) de certaines *utilities* ou encore sur l'influence de risques supplémentaires comme les fluctuations du cours des combustibles.

Toutefois, quels que soient les prolongements envisageables, la contribution de RTE permet déjà de souligner que la représentation de l'influence du risque sur le comportement des acteurs et leurs coûts de financement modifie les conclusions d'études comparant les mérites de différentes architectures de marché.

Qu'il y ait ou non des imperfections dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité est une option sans regret. Un mécanisme de capacité correctement conçu et dimensionné induit systématiquement des gains pour la collectivité.

Les imperfections des marchés de l'énergie sont généralement modélisées par l'application d'un plafonnement des prix de l'énergie à un niveau inférieur à la valeur de l'énergie non distribuée pour les consommateurs. Ainsi, en l'absence de mécanisme de capacité, un marché *energy only* plafonné à 3000 €/MWh conduit à

une espérance de durée de défaillance allant jusqu'à 14 heures par an. Ce résultat est conforme aux enseignements des autres études publiques.

En présence d'imperfections dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, l'introduction d'un mécanisme de capacité permet d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics. La réduction du risque de défaillance obtenue grâce à l'introduction d'un mécanisme de capacité se traduit par des gains importants pour la collectivité, que la plupart des études – dont celle de RTE – évaluent à plusieurs centaines de millions d'euros par an à long terme. Ce résultat justifie pleinement la réforme conduite par les autorités françaises pour doter la France d'un cadre de régulation permettant l'atteinte, dans la durée, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

L'intérêt d'introduire un mécanisme de capacité ne se justifie pas que par les imperfections du marché de l'énergie. Ainsi, si l'on suppose que le coût de l'énergie non distribuée est parfaitement estimable et que les prix sur les marchés de l'énergie peuvent s'établir à ce niveau, l'introduction d'un mécanisme de capacité créé encore de la valeur pour la collectivité. Son introduction permet en effet de réduire sensiblement le coût du capital pour les investisseurs, en diminuant l'incertitude portant sur la rentabilité de leurs investissements, sans les dé-risquer complètement pour autant.

L'ampleur des gains liés à l'existence du mécanisme dépend de l'effet du risque sur le coût du capital : plus le risque est rémunéré, plus la dimension assurantielle du mécanisme de capacité bénéficie à la collectivité. Ainsi, même en l'absence d'imperfections dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, des hypothèses raisonnables conduisent à un gain de l'ordre de 140 M€/an et les études de sensibilité effectuées dans le cadre de cette étude permettent de vérifier la robustesse de ce chiffre.

Aussi, quels que soient les choix qui seront effectués relativement à la réforme des marchés de l'énergie, en particulier s'agissant du niveau des plafonds de prix, le mécanisme de capacité français demeurera pertinent.

6. Dans certaines configurations, l'intégration amont-aval peut permettre de réduire l'exposition des investissements en capacité aux risques liés à la volatilité des prix de marché de l'électricité.

Une réforme de l'architecture de marché *energy only* basée sur un rehaussement des plafonds de prix n'apparaît pas comme une alternative efficiente à la mise en place d'un mécanisme de capacité.

Une réforme du marché *energy only* consistant en un rehaussement des plafonds de prix au niveau de la valeur estimée pour l'énergie non distribuée pourrait théoriquement permettre de résoudre les problèmes de sécurité d'approvisionnement associés aux défaillances du marché de l'énergie. Cependant, cette architecture de marché exposerait les exploitants de capacité à un risque financier important, bien plus que dans une architecture intégrant un mécanisme de capacité.

En effet, les revenus des moyens de production et d'effacement dépendraient essentiellement de l'occurrence d'événements très rémunérateurs mais rares et aléatoires (typiquement, vagues de froid décennales). Une telle architecture conduirait à faire augmenter les coûts de financement des projets d'investissements par rapport à une architecture de marché intégrant un marché de l'énergie plafonné à 3000 €/MWh et un mécanisme de capacité : le surcoût pour la collectivité avoisinant, comme cela a été mentionné plus haut, près de 140 M€/an.

Ce résultat est conforme en tendance à ceux des autres études. Certaines études (FTI-CL Energy) trouvent des résultats supérieurs, qui s'expliquent par des différences dans la prise en compte des risques de long terme. D'autres études trouvent des résultats inférieurs (UFE-BDEW et CEEM), car elles ne considèrent pas l'effet du risque sur le coût du capital dans le coût global du système électrique.

Dans une architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité, un rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie dégraderait l'optimum collectif

Dans une architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité, un rehaussement des plafonds de prix conduirait à augmenter les revenus des exploitants de capacité sur les marchés de l'énergie, à réduire ainsi

le *missing money* et donc à diminuer les revenus sur le marché de la capacité. Les revenus sur les marchés de l'énergie étant plus risqués que les revenus sur le marché de capacité (car dépendant d'épisodes rares et aléatoires de pénurie), une telle mesure aurait pour effet de reporter des revenus peu risqués vers des revenus beaucoup plus risqués.

Ainsi, dans une architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité, un rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie augmenterait le coût du capital, ce qui occasionnerait un surcoût pour la collectivité de l'ordre de 110 M€ par an (cf. Figure 4).

Par ailleurs, l'existence d'un plafond sur le prix de la capacité est économiquement pertinente. Ce plafond permet d'éviter que le respect de l'objectif de sécurité d'approvisionnement ne se fasse à n'importe quel prix. En effet, dans certaines situations, des besoins transitoires en capacités peuvent exister et il est alors particulièrement coûteux d'y faire face car cela impliquerait la construction de moyens de pointe pour un besoin bien inférieur à la durée de vie de ces moyens. **Le plafond de prix sur les certificats de capacité permet d'éviter ces investissements coûteux, au prix d'une dégradation minime de la sécurité d'approvisionnement, pour un bénéfice net de l'ordre de 165 M€ par an.**

Perspectives et prolongements

Les analyses d'impact publiques existantes, complétées par les travaux de RTE permettent de montrer avec robustesse la pertinence économique du mécanisme de capacité français.

L'étude de RTE pourrait être enrichie sur plusieurs aspects. D'une part la représentation des aléas de long-terme pourrait être affinée en intégrant des variables complémentaires qui sont des facteurs de risque pour les investisseurs. En particulier, les aléas sur les prix des combustibles, du CO₂ ou sur les évolutions d'orientations publiques (sur le parc nucléaire, les interconnexions, les parcs de production à l'étranger, etc.) pourraient être considérés. D'autre part, une actualisation des résultats de l'étude, à la lumière des dernières hypothèses prospectives issues de l'édition 2017 du bilan prévisionnel de RTE, pourra être envisagée.

Dans le cadre français, ce type d'étude pourra éclairer la mise en place du régime spécifique de contrats pour différence pour les nouvelles capacités de production et d'effacement, qui doit entrer en vigueur à compter de l'année de livraison 2019. Ce dispositif – en cours de conception – doit permettre de réduire le risque financier pour les investissements dans les nouvelles capacités en les faisant bénéficier d'une sécurisation de leur rémunération capacitaire sur les sept premières années de fonctionnement. La méthodologie de simulation des investissements à long terme développée dans cette étude d'impact fournit un cadre d'analyse pertinent pour la quantification des paramètres de ce dispositif.

D'autre part, au-delà de son intérêt dans le contexte français, cette analyse d'impact a également vocation à nourrir le débat européen et à guider les choix futurs en matière de régulation communautaire. Elle apporte des éclairages sur des problématiques telles que les conséquences en termes de sécurité d'approvisionnement de différentes architectures de marché et la complémentarité éventuelle de ces différentes approches ; ou encore sur le coût pour le consommateur, sur le

temps long, de ces différentes formes d'organisation du marché.

À ce titre, les conclusions de l'étude mettent en lumière que l'approche actuellement privilégiée dans le *Clean Energy Package* pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'Union, basée sur une architecture *energy only* avec des plafonds de prix rehaussés, n'est pas la plus pertinente économiquement. D'autres formes d'organisation du marché, reposant sur des marchés de l'énergie encadrés par des prix-plafonds raisonnablement élevés et intégrant des mécanismes de capacités nationaux ou régionaux portant sur toute la capacité, semblent plus efficaces. Le choix de ces architectures alternatives permettrait de garantir une alimentation électrique sûre et au moindre coût en limitant l'exposition au risque des acteurs du marché. De telles organisations de marché présenteraient en outre l'avantage de préserver la possibilité pour les États membres de choisir leur niveau cible de sécurité d'approvisionnement ; une prérogative qui pourrait, à l'inverse, être remise en cause si le niveau du plafond de prix sur le marché européen de l'énergie devenait le seul déterminant de la sécurité d'approvisionnement.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET ENJEUX DES ANALYSES D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	18
1.1 Une étude d'impact dans la continuité des travaux de 2014 relatifs aux limites d'une architecture de marché «energy only»	18
1.1.1 La problématique des plafonds de prix	21
1.1.2 Le caractère de bien collectif de la sécurité d'approvisionnement	23
1.1.3 La dynamique des investissements dans le secteur électrique	24
1.1.4 Le risque portant sur la rentabilité des investissements en capacités et son effet sur le coût du capital et les décisions d'investissement	25
1.1.5 La nécessité de compléter ces analyses théoriques par des éléments quantitatifs	25
1.2 Une contribution au débat européen actuel sur le cadre de régulation permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement	26
1.2.1 Revoir le fonctionnement des marchés de l'énergie en réformant le processus de formation des prix	27
1.2.2 Les mécanismes de capacité, une assurance complémentaire qui fait désormais partie intégrante du cadre de régulation européen	31
1.3 Consolider et compléter les outils d'analyse relatifs au cadre d'investissement et à la sécurité d'approvisionnement	35
2. REVUE DES ÉTUDES D'IMPACT EXISTANTES DANS LA LITTÉRATURE	36
2.1 Grille d'analyse des études d'impact du mécanisme de capacité	37
2.2 Analyse comparative et limites des études existantes	39
3. UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE COMPLÉMENTAIRE MENÉE PAR RTE SUR L'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	46
3.1 Objectifs de l'étude	46
3.2 Méthodologie, modélisation et hypothèses	47
3.2.1 Principes méthodologiques généraux	47
3.2.2 Mise en application pratique et modélisation retenue	48
3.2.3 Modèle d'optimisation intertemporelle des investissements et du dispatch	49
3.2.4 Représentation des incertitudes de long terme, liées aux aléas sur l'évolution du contexte économique et énergétique	50
3.2.5 Représentation des incertitudes de court terme, liées aux aléas météorologiques	52
3.2.6 Prise en compte du risque financier dans le coût du capital	54
3.2.7 Représentation des différentes architectures de marché	55
3.2.8 Représentation des imports/exports et prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement	56
3.2.9 Hypothèses sur le parc de production	56

3.3. Résultats et analyse	59
3.3.1. Impacts sur la sécurité d’approvisionnement.....	59
3.3.2. Impacts sur le mix de capacités installées.....	60
3.3.3. Risque sur la rentabilité	63
3.3.4. Impacts sur le surplus collectif (<i>social welfare</i>).....	65
3.3.5. Analyses de sensibilité.....	66
3.4. Conclusions et limites de l’étude d’impact RTE	68
3.4.1. Conclusions sur les résultats obtenus.....	68
3.4.2. Prolongements.....	70
4. CONCLUSIONS GÉNÉRALES DE L’ANALYSE D’IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	72
ANNEXE 1 : FICHES DESCRIPTIVES DES ÉTUDES D’IMPACT EXISTANTES	76
Description et analyse de l’étude d’impact de la Commission européenne sur les propositions pour le Clean Energy Package (2016)	76
Description et analyse de l’étude FTI-CL Energy (2016)	80
Description et analyse de l’étude CEEM (2016)	82
Description et analyse de l’étude UFE-BDEW (2015)	84
Description et analyse de l’étude du DECC (2014)	86
Description et analyse de l’étude Frontier Economics – Consentec (2014)	88
Description et analyse de l’étude Thema (2013)	90
ANNEXE 2 : FONCTION D’UTILITÉ UTILISÉES POUR REPRÉSENTER L’EFFET DU RISQUE SUR LE COÛT D’ACCÈS AU CAPITAL	92

1. CONTEXTE ET ENJEUX DES ANALYSES D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Sur la base d'un travail parlementaire approfondi, la France a fait le choix en 2010 de mettre en place un mécanisme de capacité pour compléter les marchés de l'énergie et assurer sa sécurité d'approvisionnement en électricité. Des analyses technico-économiques ont ensuite accompagné chaque étape de déclinaison du cadre réglementaire, permettant d'orienter les choix structurants de l'architecture de marché. La concertation entre les autorités publiques et les parties prenantes a été centrale dans ce processus, permettant le démarrage effectif du mécanisme de capacité le 1^{er} janvier 2017. La réalisation par RTE de cette étude d'impact s'inscrit dans la lignée de ces travaux et vient compléter les analyses précédentes, dans un souci constant d'objectiver la construction du cadre réglementaire.

1.1 Une étude d'impact dans la continuité des travaux de 2014 relatifs aux limites d'une architecture de marché « energy only »

À la demande des autorités françaises et préalablement à la mise en œuvre du mécanisme de capacité français, RTE avait conduit des analyses théoriques portant sur l'opportunité d'introduire un tel mécanisme. Les résultats de ces analyses qualitatives avaient été présentés dans le rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité, publié en 2014, à l'occasion de la soumission, à la Ministre et au régulateur, d'un projet de règles pour le mécanisme de capacité français⁷.

Ce travail d'analyse – qui s'appuyait sur une importante revue de littérature – avait permis d'illustrer les liens étroits entre architecture de marché et niveau de sécurité d'approvisionnement, et ce plus spécifiquement dans le cadre de régulation européen.

En effet, depuis le début du processus de libéralisation du secteur électrique initié au cours des années 90, s'est progressivement construit un marché européen de l'électricité. Ce marché repose sur un modèle décentralisé, dans lequel les producteurs, les opérateurs d'effacement, les fournisseurs et les traders ou négociants échangent des blocs d'énergie à différentes échéances temporelles (contrat à terme, J-1, intrajournalier), soit au sein d'une même zone de prix, soit d'une zone de prix à l'autre dans la limite des capacités physiques des interconnexions.

Cette construction s'appuie sur le développement de marchés organisés sur lesquels sont confrontées les offres de vente et d'achat des MWh d'énergie pour différentes échéances temporelles. L'accroissement de la liquidité des marchés organisés accompagne en outre un couplage de plus en plus étroit des différents marchés nationaux, permettant une optimisation très efficace à court terme du système électrique européen.

Parmi les différentes échéances temporelles, le marché journalier occupe aujourd'hui une place centrale et le couplage des différentes zones de prix à cette échéance est déjà largement avancé, couvrant 19 pays représentant 85% de la consommation d'électricité en Europe. On observe cependant ces dernières années une croissance des volumes échangés sur les marchés infra-journaliers et c'est sur ces derniers que devrait porter dans les prochaines années une grande partie des efforts d'intégration au niveau européen.

Sur ces différents marchés de l'énergie, le prix auquel sont échangés les blocs d'énergie à chaque instant est censé s'établir au niveau du coût marginal de l'installation de production ou d'effacement la plus onéreuse qu'il a fallu mobiliser pour répondre à la demande. L'ensemble des moyens de production ou d'effacement mobilisés, qui présentent un coût marginal inférieur à cette installation, perçoivent alors le prix de marché

7. RTE. Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité. 2014

Encadré 1. Une représentation théorique du fonctionnement des marchés de l'électricité suivant une architecture «energy-only»

Les travaux conduits par Ramsey et Boiteux dans les années 1950 sur la relation entre financement des actifs de production et tarification au coût marginal⁸ ont été décisifs pour la compréhension et la représentation de l'économie du secteur électrique. Ils constituent l'ossature théorique de l'organisation du marché dite «energy-only» et ont fourni un modèle simplifié permettant de décrire le fonctionnement d'une telle organisation de marché. Les raisons du succès de cette représentation théorique tiennent à la fois à la puissance de ses résultats, ainsi qu'à la facilité avec laquelle elle peut-être modélisée.

Dans ce modèle, on postule les hypothèses de la concurrence pure et parfaite vérifiées (atomicité et rationalité des acteurs, information parfaite, libre entrée et sortie des marchés), ainsi qu'un certain nombre d'hypothèses simplificatrices (absence d'externalités, absence de comportements stratégiques et d'aversion au risque de la part des acteurs, caractère non discret des moyens de production, etc.). Il s'agit d'hypothèses très fortes, en pratique rarement vérifiées, suivant lesquelles, par exemple, les acteurs ont une capacité d'anticipation parfaite et les prix reflètent parfaitement les fondamentaux, montant potentiellement à des niveaux très importants reflétant la valeur du bien électricité pour les consommateurs.

Sous ce jeu d'hypothèses, le libre fonctionnement du marché aboutit à un résultat identique à celui qu'atteindrait un planificateur bienveillant et omniscient, en charge d'optimiser le fonctionnement du système électrique. À chaque instant t , les moyens de production sont appelés suivant l'ordre de préséance économique (du moins cher au plus onéreux) pour satisfaire la demande en électricité exprimée par l'ensemble des consommateurs et le prix s'établit au niveau du coût marginal de la centrale la plus chère qu'il a été nécessaire d'appeler. Tous les moyens appelés présentant un coût marginal inférieur au prix de marché perçoivent une rente infra-marginale.

Lorsque la demande est trop importante pour pouvoir être intégralement servie, l'équilibre offre-demande s'établit via un ajustement par les prix : ceux-ci augmentant jusqu'à atteindre le

Figure 6. Rentes infra-marginales

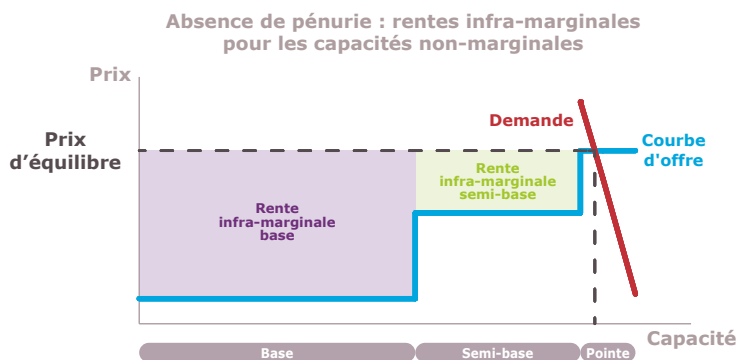
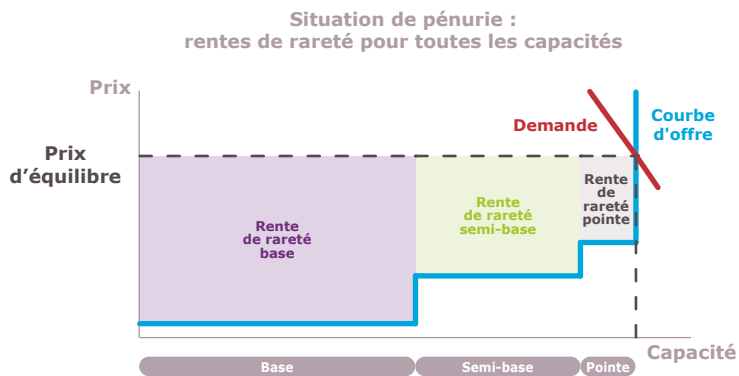


Figure 7. Rentes de rareté



8. Boiteux M. (1949) La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue générale de l'électricité*

niveau au-delà duquel les consommateurs préfèrent voir leur alimentation interrompue plutôt que de payer pour que celle-ci soit maintenue. On parle de coût de l'électricité non distribuée pour désigner ce niveau de prix (CEND ou VOLL en anglais). Lors de ces périodes de pénurie l'ensemble des capacités perçoit alors une rente de rareté qui, complétée des éventuelles rentes infra-marginales évoquées précédemment, doit permettre la couverture des coûts fixes des installations.

D'importantes conclusions – très dépendantes des hypothèses simplificatrices évoquées précédemment – peuvent alors être associées au fonctionnement du marché. Celles-ci peuvent être résumées ainsi :

- ▶ les seuls prix de l'énergie permettent l'atteinte d'une situation d'équilibre dans laquelle le parc de production est dit adapté pour répondre aux besoins des consommateurs ;
- ▶ dans cette situation d'équilibre, l'espérance de défaillance est économiquement optimale. C'est-à-dire qu'il serait coûteux pour la collectivité de développer davantage de capacités pour la réduire, et qu'il serait, à l'inverse, inefficace d'en augmenter la durée en retirant une unité de production ou d'effacement ;
- ▶ toutes les centrales composant ce parc adapté perçoivent sur les marchés de l'énergie une rémunération permettant exactement la couverture de leurs coûts complets, ni plus, ni moins.
- ▶ Enfin, dans un tel modèle, pour un profil de consommation nationale et une structure de coûts correspondant aux différentes filières de production et d'effacement, il existe une correspondance stricte entre durée moyenne de défaillance et coût de l'électricité non distribuée.

Ainsi, à titre d'exemple, dans un système non interconnecté, l'espérance de défaillance est le coût de l'électricité non distribuée sont liés par une relation simple :

$$E_{\text{défaillance}} = \frac{\text{Coûts fixes}_{\text{pointe}}}{\text{CEND} - \text{Coût marginal}_{\text{pointe}}} \approx \frac{\text{Coûts fixes}_{\text{pointe}}}{\text{CEND}}$$

Avec :

- ▶ $E_{\text{défaillance}}$, l'espérance de défaillance du système électrique en heures ;
- ▶ $\text{Coûts fixes}_{\text{pointe}}$, les coûts fixes de la filière de pointe en euros par MW
- ▶ $\text{Coût marginal}_{\text{pointe}}$, le coût marginal de la filière de pointe en euros par MWh
- ▶ CEND , le coût de l'énergie non distribuée en euros par MWh ($\gg \text{Coût marginal}_{\text{pointe}}$)

et bénéficient en conséquence d'une rente infra-marginale, correspondant à la différence entre leurs coûts variables et le prix de marché.

L'anticipation des prix sur les marchés de l'énergie contribue à orienter les décisions d'investissement ou de déclassement des acteurs à long terme : (i) à des périodes de pénurie fréquentes correspond un niveau de rémunération plus important des actifs présents sur le marché de l'énergie, ce qui stimule la réalisation de nouveaux investissements et le développement de nouvelles capacités ; (ii) à l'inverse, une situation de prix de l'énergie durablement déprimés renvoie aux acteurs une information sur la surcapacité du parc de production et les incite à fermer ou à mettre sous cocon des moyens de production ou d'effacement non rentables et superflus.

Au niveau européen, les parties prenantes du secteur et les instances de régulation sont divisées quant à la question de savoir si ce signal à l'investissement, renvoyé par les marchés de l'énergie, est suffisant pour garantir une adéquation de capacité (c'est-à-dire un dimensionnement des actifs de production et d'effacement cohérent avec les objectifs publics en termes de sécurité d'approvisionnement), ou s'il n'est au contraire qu'une composante qu'il est nécessaire de compléter par la mise en œuvre de dispositifs *ad hoc*. Le débat qui s'est tenu, entre 2010 et 2014, lors de la conception du mécanisme de capacité français a, en revanche, permis de dégager un relatif consensus au niveau français sur la nécessité d'une brique de régulation complémentaire visant à assurer une telle adéquation de capacité.

L'essentiel des débats a donc désormais lieu au niveau européen. Ils ont pour toile de fond une controverse

économique sur la pertinence de la représentation du fonctionnement des marchés de l'énergie via un modèle théorique simplificateur mais fondamental pour l'analyse du secteur (voir l'encadré 1). Il conduit à distinguer d'un côté des acteurs favorables à un marché reposant exclusivement sur l'échange de blocs d'énergie – les tenants d'une architecture de marché dite «*energy only*» – et de l'autre les défenseurs d'une régulation complémentaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Au-delà des considérations théoriques discutées ci-après, cette présentation de l'état des lieux du débat européen appelle, à ce stade, deux remarques. La première est qu'il n'existe, à l'heure actuelle, dans les différents États ayant procédé à une libéralisation de leur système électrique, aucun cadre de régulation reposant exclusivement sur la vente de blocs d'énergie. Tous les marchés intègrent également des composantes liées à l'équilibre du système, dans lesquelles les GRT contractualisent auprès des acteurs de marché des réserves, c'est-à-dire l'assurance d'une disponibilité de leur part durant certaines périodes. Un tel état de fait illustre ainsi le caractère extrêmement simplificateur du modèle de marché dit «*energy-only*». Ensuite, il convient de souligner que les récents développements européens ont permis de mettre en lumière que la plupart des États qui se revendiquaient d'une conception «*energy only*» des marchés de l'électricité s'appuyaient, dans les faits, sur la mise en œuvre de dispositifs complémentaires, dédiés à la problématique de l'adéquation et visant ainsi à assurer leur sécurité d'approvisionnement⁹.

Sur le plan théorique, on retrouve, dans la littérature académique, de larges développements sur les simplifications importantes inhérentes au modèle «*energy only*», et sur les écarts qui peuvent exister entre cette modélisation et le fonctionnement réel des marchés. Ces analyses avaient été présentées dans le rapport publié par RTE en 2014. Ces écarts, entre modèle théorique et fonctionnement réel des marchés, sont à l'origine d'inefficacités attachées à une organisation de type «*energy-only*» des marchés de l'électricité, en particulier en termes de sécurité d'approvisionnement. Ces inefficacités sont susceptibles de justifier la mise en œuvre d'une régulation correctrice permettant l'atteinte, dans la durée, du niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics. Les conclusions présentées à l'époque demeurent

pleinement valides, et nombre d'éléments conceptuels identifiés alors sont aujourd'hui au cœur des débats entre les instances de régulation et parties prenantes du secteur.

1.1.1 La problématique des plafonds de prix

La formation des prix sur les marchés de l'énergie joue un rôle central dans la coordination des décisions prises par les acteurs du marché, que ces décisions portent sur l'utilisation des capacités de production et d'effacement ou sur l'évolution des capacités installées (investissements, fermetures, mises sous cocon). Ainsi, à long terme, le processus de formation des prix a une influence déterminante sur les revenus des acteurs et sur les incitations à l'investissement qu'ils reçoivent. Sous certaines hypothèses fortes, ces signaux de prix pourraient permettre à eux seuls le développement d'un parc adapté et l'assurance d'un niveau optimal de sécurité d'approvisionnement.

Ce résultat fondamental est fortement adhérent à un jeu d'hypothèses qui constitue une simplification importante du fonctionnement des marchés : fixation du prix au niveau de la perte d'utilité lors des périodes de pénuries, hypothèse de concurrence pure et parfaite, convexité des coûts, absence de caractère discret des investissements dans de nouvelles capacités, absence de considération du risque dans les décisions d'investissement, etc.

Parmi ces hypothèses, celle consistant à considérer que le prix de l'énergie peut se fixer, dans les situations de pénurie, au niveau de la perte d'utilité subie par les consommateurs en cas de coupure est particulièrement forte. Un des aspects de cette problématique sur le niveau des prix en période de pénurie porte sur la question des plafonds de prix existant sur les marchés journalier et proches du temps réel. Cet aspect polarise le plus les débats au niveau européen et l'attention des institutions de régulation communautaires. Une telle focalisation peut s'expliquer à la fois par l'impact important que peuvent avoir ces plafonds dans un cadre théorique, ainsi que par la facilité qu'il y a à modéliser l'ensemble des dysfonctionnements des marchés de l'énergie par ce seul paramètre dans les études économiques (voir encadré 1 p. 17).

L'analyse théorique prévoit en effet que, en présence de plafonds de prix fixés à un niveau inférieur au coût

9. EC. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. 2016. COM(2016) 752.

Encadré 2. Plafonds de prix et *missing money*

La représentation du marché *energy only* discutée précédemment précise que, dans le cas de l'introduction d'un plafond de prix fixé à un niveau inférieur au CEND, toutes les capacités composant le parc adapté souffrent d'un *missing money* identique pour toutes les filières de production et égal à :

$$\text{Missing money} = P_{\text{instal}} \times E_{\text{défaillance}} \times (\text{CEND} - \text{cap de prix})$$

Avec :

- ▶ P_{instal} , la puissance installée de l'unité de production considérée en MW ;
- ▶ $E_{\text{défaillance}}$, l'espérance de défaillance du système électrique en heures.
- ▶ CEND , le coût de l'énergie non distribuée ;
- ▶ Cap de prix, le plafond de prix du marché de l'énergie, en euros par MWh ;

de l'électricité non distribuée, les revenus des exploitants de capacité lors des périodes de pénurie (rentes de rareté) sont mécaniquement réduits, ce qui entraîne l'apparition d'un *missing money* quand le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté. Ce terme désigne l'impossibilité structurelle pour les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (entendue ici comme la durée de délestage optimale) de couvrir leurs coûts complets.

De tels plafonds existent aujourd'hui sur les marchés opérés par les bourses (J-1 et intrajournalier) et sur les marchés d'équilibrage gérés par les GRT ; leur instauration ayant été décidée pour des raisons techniques, dans un souci de protection des consommateurs et de prévention d'éventuelles pratiques anticoncurrentielles. Du fait de leur impact potentiel sur les investissements et la sécurité d'approvisionnement, leur rehaussement à un niveau devant refléter le coût de l'énergie non distribuée est aujourd'hui à l'étude et fait l'objet d'une proposition de la Commission européenne¹⁰.

Cette piste de réforme suppose néanmoins que le coût de l'énergie non distribuée puisse être estimé avec suffisamment de précision. Or, comme l'ont rappelé nombre d'acteurs de marché à l'occasion d'une concertation sur la problématique des plafonds de prix organisée par la CRE d'avril à mai 2017, une telle estimation est délicate et par nature incertaine. La valorisation de cette énergie est – par exemple – susceptible de différer d'un consommateur à l'autre : la valeur d'un MWh

n'étant pas la même pour un consommateur industriel et pour un consommateur résidentiel. Cette valeur peut en outre ne pas être uniforme et dépendre de l'importance du volume d'énergie non livrée, de la période durant laquelle intervient la rupture d'alimentation, de la puissance, de la durée, etc.

Fixer les plafonds de prix de l'énergie à un niveau représentatif du coût de l'énergie non distribuée revient donc à définir une valeur moyenne, représentative des différentes valorisations individuelles et des différentes situations possibles. Une erreur dans l'estimation de cette valeur peut être à l'origine d'inefficiences dans le fonctionnement des marchés. De fait, tant que la consommation d'électricité continuera de présenter une faible élasticité-prix, ce qui demeure le cas en dépit des développements importants des effacements de marché ces dernières années, une surestimation de cette valeur se traduirait par un développement de surcapacités coûteuses pour le consommateur final. À l'inverse, une valeur trop faible se traduirait par un niveau d'adéquation insuffisant au vu des préférences collectives.

Ces risques sont inhérents au dispositif de régulation visant à la production d'un bien collectif via un pilotage par les prix. De fait, la définition d'un plafond de prix, censé représenter le coût de l'électricité non distribuée, peut être interprétée comme une volonté de piloter par les prix le niveau de sécurité d'approvisionnement. Ce faisant, une telle approche tend à conférer, à des paramètres fondamentalement techniques,

¹⁰. Voir sur ce point l'article 9 du projet de révision du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, transmis par la Commission au Parlement et au Conseil

un rôle politique. Les positions de certains régulateurs et experts du secteur qui préconisent d'introduire volontairement des distorsions dans le processus de formation des prix de l'énergie lorsque le système est proche d'une situation de rupture d'approvisionnement renvoient à une logique analogique.

Il est de ce point de vue paradoxal que certaines instances, dont la Commission, semblent privilégier une telle approche par les prix à une approche par les quantités, alors même que sur un sujet connexe, celui du bon design des mécanismes de capacité, elles recommandent d'éviter les systèmes de paiement de capacité et de privilégier les systèmes basés sur les volumes.

Finally, with respect to 'capacity payments', the sector inquiry shows that these mechanisms are unlikely to set the right price for capacity since they do not allow the market to competitively set the right price, but rather depend on an administratively set price. They are therefore unlikely to correctly reflect the actual scarcity situation. They imply a high risk of under – or over-procurement of capacity – especially as such schemes tend to react slowly to changing market circumstances. [...] The general presumption is therefore that price-based mechanisms are unlikely to be an appropriate measure regardless of the specific concern identified.¹¹

1.1.2 Le caractère de bien collectif de la sécurité d'approvisionnement

Les défaillances des marchés de l'énergie peuvent également être appréhendées via le cadre de la théorie des biens collectifs. La sécurité d'approvisionnement revêt encore aujourd'hui les caractéristiques d'un tel bien, c'est-à-dire un bien présentant les caractères de « rivalité » : la consommation de ce bien par un agent diminue d'autant les possibilités de consommation des autres, et de « non excludabilité » : il n'est pas possible de distinguer, sur une base économique, les consommateurs qui devraient pouvoir en bénéficier des autres.

En effet, les demandes des différents consommateurs lors des périodes de pointe s'ajoutent et ne peuvent être

servies que dans la limite des capacités du système. De plus, et en dépit de l'important développement du marché de l'effacement, il n'est toujours pas possible pour l'ensemble des consommateurs d'exprimer – sur une base individuelle – le prix qu'ils accordent à une alimentation continue et donc de révéler ce qu'ils estiment être pour eux, le coût de l'électricité non distribuée.

Ainsi, même si les investissements dans des capacités additionnelles engendrent des externalités positives sur la sécurité d'approvisionnement (et donc pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, consommateurs finals inclus), les exploitants de ces capacités n'ont aucune garantie d'être rémunérés sur le long terme à hauteur du service qu'ils rendent à la collectivité. Le risque de sous-investissement est alors réel et a fait l'objet d'une importante documentation dans la littérature économique. La majorité des acteurs, dont la Commission européenne, reconnaissent cet état de fait.

This means that in events of scarcity each consumer's likelihood of being disconnected is independent of his VOLL, making him unwilling to pay for reliability as much as he would otherwise be willing to. Economic theory thus suggests that in such circumstances a decentralised competitive [energy] market is likely to provide suboptimal incentives for generators to invest in generation capacity, which would therefore ultimately deliver suboptimal levels of system reliability compared to what consumers would have been willing to pay for if they were able to be individually disconnected on the basis of their individual VOLL.¹²

La Commission européenne, et d'autres acteurs avec elle, considèrent cependant que le déploiement progressif des compteurs communicants pourrait contribuer, à terme, à faire de la sécurité d'approvisionnement un bien privé. Chaque consommateur pourrait ainsi voir son alimentation électrique interrompue ou réduite lorsque les prix de marché dépassent un niveau prédéterminé, choisi individuellement. Cette évolution permettrait de rapprocher le fonctionnement réel du système électrique de sa représentation théorique. Une telle logique ne va cependant pas de soi et soulève certaines interrogations. En particulier

¹¹. EC. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. 2016. SWD(2016) 385. p166

¹². EC. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. 2016. SWD(2016) 385. p39

sur le plan social, puisqu'elle revient à considérer que devraient être alimentés en priorité les consommateurs prêts à payer le prix le plus élevé, au détriment des plus précaires. Dans le système électrique français, dans lequel les périodes de plus forte consommation, et donc de prix élevés, correspondent à des vagues de froid, cela pourrait conduire à priver certaines catégories de consommateurs de l'accès à un bien de première nécessité au moment même où ils en auraient le plus besoin, notamment pour des usages comme le chauffage.

Cette évolution constituerait, dans une certaine mesure, une remise en cause de la nature de service public de l'approvisionnement en électricité¹³. Notion du droit français à laquelle correspondent, pour partie, en droit européen, les notions de service d'intérêt économique général et de service universel, lesquelles garantissent à tout résident de l'Union européenne le droit d'avoir accès à ce type de service « à un prix abordable » et à ce que la qualité dudit service soit « maintenue et, si nécessaire, améliorée »¹⁴. Une telle évolution des secteurs faisant l'objet d'un service public n'est pas, par essence, impossible ou non souhaitable, mais elle requiert à tout le moins un débat et une décision politique assumée, et ne saurait résulter d'une simple décision technique.

1.1.3 La dynamique des investissements dans le secteur électrique

L'analyse du fonctionnement réel du marché de l'énergie et l'examen critique des modélisations théoriques qui en sont faites doivent également porter sur les phénomènes de dynamique d'investissement. La plupart des modélisations théoriques de l'architecture « *energy-only* » tendent par exemple à considérer une adaptabilité parfaite, et d'une certaine manière quasi-instantanée, du mix électrique à toute évolution du contexte économique.

Or, le marché de l'énergie se caractérise par des constantes de temps (délais de construction, durées de vie des actifs) qui font que le mix électrique à un instant donné dépend des choix qui ont été effectués plusieurs

années et décennies auparavant, sur la base des anticipations passées.

Ces anticipations, par nature imparfaites, portent notamment sur des paramètres économiques (demande, prix des combustibles, etc). Les écarts entre la valeur réelle de ces paramètres et les anticipations initiales sont parfois très importants. La vague de mise en service de centrales CCG dans les années 2000 constitue un exemple marquant. Ces investissements ont été effectués sur la base d'une hypothèse de croissance de la consommation, d'anticipations d'un prix significatif du CO₂ et d'un rythme de pénétration des EnR assez lent. La stagnation de la consommation électrique, l'important développement des capacités EnR¹⁵ ainsi qu'un prix du CO₂ atone ont pénalisé la rentabilité économique de ces investissements et conduit à d'importantes dépréciations d'actifs.

Autant de facteurs qui contribuent à la formation de cycles d'investissement, ou *boom & bust cycles*, qui ne sont d'ailleurs pas propres au secteur de l'énergie puisque leurs occurrences rythment également l'activité d'autres secteurs industriels¹⁶.

Ces cycles s'expliquent par une forme de viscosité dans l'entrée et la sortie de nouvelles installations de production : les investissements sont « déclenchés » (généralement par plusieurs acteurs à la fois) au-delà d'un seuil de rentabilité escompté, et les fermetures sont décidées au-delà d'un seuil de perte, par plusieurs acteurs au même moment. Les systèmes électriques réels oscillent alors autour d'un équilibre de long terme, qui peut lui-même évoluer avec le niveau de la consommation, les coûts des différentes technologies, etc.

L'alternance de tels cycles d'investissement et de fermetures est dès lors susceptible de se traduire par une succession marquée de phases de surcapacité et de phases de sous-capacité, préjudiciables sur le plan économique pour le système électrique et le consommateur. Ainsi, lors des phases de sous-capacité, le risque de délestage peut être trop important et

13. L'article L121-1 du code de l'énergie dispose en effet que : « Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national. »

14. CE. Livre vert sur les services d'intérêt général. 2003. COM(2003) 270 final, p16-17

15. RUDINGER, Andreas. SPENCER, Thomas. SARTOR, Olivier. et al. Getting out of the perfect storm : towards coherence between electricity market policies and EU climate and Energy goals. 2014, IDDRI working paper N°12/14, p8-9

16. C'est par exemple le cas du secteur de la production de l'aluminium, qui doit faire face à une demande fortement variable.

impliquer un niveau de sécurité d'approvisionnement économiquement trop bas. En outre, du fait de la multiplication des périodes d'investissement et de fermeture, toutes choses égales par ailleurs, les moyens de production restent moins longtemps sur le marché que dans la situation optimale, le besoin d'investissement est plus important et le coût pour le consommateur final augmente en conséquence.

1.1.4 Le risque portant sur la rentabilité des investissements en capacités et son effet sur le coût du capital et les décisions d'investissement

La dynamique d'investissement dépend aussi du niveau de risque associé à une architecture de marché donnée et de l'attitude des acteurs de marché face à ce risque. Une dimension qui est fréquemment absente des discussions relatives aux interactions entre architecture de marché et sécurité d'approvisionnement.

La faible prise en compte de cette problématique – notamment dans les débats au niveau européen – est surprenante, tant elle constitue un déterminant majeur de choix d'architecture de marché dans d'autres domaines que celui de la sécurité d'approvisionnement. Une grande partie des considérations relatives aux mécanismes de soutien pour les énergies renouvelables porte, par exemple, sur cette problématique et sur les moyens de limiter l'exposition au risque des acteurs. Un niveau de risque trop élevé pourrait dissuader la réalisation d'investissements dans ces nouvelles sources d'énergie et ainsi empêcher l'atteinte des objectifs européens. Il pourrait également conduire à une augmentation du coût du capital et donc *in fine* du coût de la transition énergétique.

On the one hand, investments in maturing, clean technologies have taken place thanks to public support, which reduced the capital and operating costs and the risks for investors. [...]

The problem with this approach (scarcity pricing) is that it may lead to high price volatility, which increases the investment risk associated to the electricity market and the uncertainty – especially for peaking plants, but also for variable renewable plants – to recuperate their investments.¹⁷

De fait, compte tenu de la forte intensité capitalistique du secteur, de la durée de vie des investissements et de leur caractère quasi irréversible, l'hypothèse de neutralité des acteurs face au risque semble inadaptée. De manière intuitive, admettre une telle hypothèse revient à considérer qu'un développeur de projet n'aura pas de difficulté à financer un actif dont la rentabilité dépendrait de l'occurrence de pics de prix très élevés mais peu fréquents et au cours desquels sa disponibilité n'est pas garantie. Une telle conception semble en décalage avec les enjeux propres aux secteurs industriel et financier.

Une modélisation rigoureuse et réaliste du fonctionnement des marchés de l'énergie commande par conséquent de prendre en compte les effets du risque de rentabilité des investissements sur le coût du capital et les décisions d'investissement. Ces effets sont cependant complexes à estimer avec précision et les travaux économétriques sur cette question sont encore à ce stade incomplets. Ce constat, qui ne doit pas dissuader tout effort de modélisation, invite en revanche à la prudence et à la réalisation d'études de sensibilité pour mieux cerner l'impact effectif de ce paramètre.

1.1.5 La nécessité de compléter ces analyses théoriques par des éléments quantitatifs

Le travail d'analyse et de diagnostic, réalisé en 2014, dont les principaux résultats ont été rappelés ci-dessus, a donc permis d'identifier les dimensions à prendre en compte pour analyser la nécessité de l'introduction d'un mécanisme de capacité, et les conséquences d'une telle introduction, en termes de sécurité d'approvisionnement mais aussi d'efficacité économique. Il semble néanmoins indispensable de compléter cette réflexion par une analyse quantitative, afin de préciser et de discuter l'importance relative des différents phénomènes évoqués plus haut et d'appréhender les impacts dynamiques, sur le temps long, liés à l'introduction du mécanisme.

Il s'agit en outre d'une obligation réglementaire pour RTE, les règles du mécanisme arrêtées par le ministre prévoyant que :

RTE réalise des études portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme

17. CE. Investment Perspectives in electricity markets, 2015, Energy Economic Developments, Insitutional Paper 003, p36

de Capacité à long terme. [...] Ces travaux sont communiqués à la CRE, au ministre chargé de l'énergie et aux acteurs de marché.

En remplissant cet impératif réglementaire, RTE répond à un souhait des acteurs qui, à l'occasion des diverses concertations conduites par RTE au cours des trois dernières années, ont fréquemment exprimé la demande que de tels travaux soient réalisés. RTE a ainsi pu s'appuyer sur l'expertise collective, en partageant avec les acteurs les analyses conduites, à l'occasion d'une concertation dédiée organisée au deuxième trimestre 2016.

Enfin, la réalisation de cette analyse d'impact s'inscrit dans un souci croissant et légitime d'évaluation des politiques publiques ; souci qui est manifeste aussi bien au niveau français qu'au niveau européen, dans un contexte de rareté des ressources publiques et d'interrogations sur le périmètre judicieux de l'intervention de la puissance publique. Le secteur de l'énergie ne fait pas exception à ce souci de rationalisation et d'analyse critique de l'action publique et de la régulation.

Au niveau national, les États membres consacrent un effort croissant à la justification de leurs décisions en matière énergétique, en recourant le plus souvent à des études économiques, dont les conclusions sont parfois partagées au niveau européen. Les instances communautaires, et en particulier la Commission, sont, elles aussi, soumises à cet impératif d'évaluation de leurs propositions en matière de régulation¹⁸.

La diffusion de ces bonnes pratiques à toutes les instances impliquées dans la régulation constitue une avancée positive à laquelle RTE souscrit et souhaite prendre part. Cette logique d'évaluation pourrait être consolidée et enrichie en renforçant la transparence relative aux données utilisées, aux hypothèses structurantes retenues et aux méthodologies employées pour la réalisation de ces travaux d'analyse. De fait, la qualité et les moyens consacrés peuvent varier grandement d'une étude à l'autre et il est souvent aussi important d'examiner avec soin les conditions dans lesquelles ces études ont été réalisées et les hypothèses sous-jacentes, que leurs résultats eux-mêmes.

1.2 Une contribution au débat européen actuel sur le cadre de régulation permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement

La publication de l'analyse d'impact conduite par RTE s'effectue au moment même où débute une nouvelle vague de réformes du système électrique européen, avec les négociations en cours autour du paquet «Énergie propre pour tous les européens». Cet ensemble de textes, regroupant 8 textes législatifs (dont 4 projets de directive et 4 projets de règlement) et 5 textes non législatifs, présenté le 30 novembre 2016 par la Commission européenne, est en cours d'examen par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne dans le cadre de la procédure législative ordinaire.

Il s'agit d'une refonte des principaux textes européens régissant l'organisation du secteur électrique dans l'Union, dont les précédentes évolutions s'étaient à chaque fois traduites par des transformations profondes du secteur. Le premier paquet, adopté en 1996, avait ainsi entraîné la libéralisation progressive du secteur et la séparation comptable et managériale des activités de transport et des activités concurrentielles, comme la fourniture ou la production d'électricité, aboutissant de ce fait à la création de RTE en 2000. Le deuxième paquet, adopté en 2004, avait poursuivi l'ouverture à la concurrence du secteur, notamment avec l'ouverture du marché de détail et le renforcement des impératifs de séparation pour les activités de transport et l'instauration d'impératifs semblables – bien que moins exigeants – pour les activités de distribution, conduisant à la création d'ErDF (désormais ENEDIS). Enfin, le troisième paquet, adopté en 2009, a constitué une dernière étape dans l'ouverture à la concurrence en instaurant de nouvelles dispositions sur l'*unbundling* des gestionnaires de réseaux de transport et la création obligatoire d'une autorité de régulation de l'énergie par État membre avec des prérogatives et une indépendance renforcées. Par ailleurs, le troisième paquet est à l'origine de la création de nouvelles structures institutionnelles pour la coopération en matière d'énergie au niveau européen : ENTSO-E, institution représentative des GRT européens, et l'ACER, l'agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie européens, qui ont pour mission de travailler sur la définition de standards et de règles communs pour la gestion du réseau

¹⁸. Suivant un schéma analogue à celui existant en France pour tout projet de loi, toute proposition législative de la Commission doit faire l'objet d'une étude d'impact, qui fait elle-même l'objet d'une évaluation et d'un avis émis par une instance dédiée : le *regulatory scrutiny board*.

et des marchés, les codes de réseaux, et qui sont également capables d'arbitrer certaines décisions à caractère transfrontalier. Par leurs travaux, ces instances contribuent grandement à la coordination des politiques énergétiques des différents États de l'Union, en particulier via l'élaboration à échéance régulière du *Ten-Year Network Development Plan* (plan de développement des réseaux à dix ans) et du *Mid-term Adequacy Forecast* (MAF).

Les transformations à attendre du Paquet Énergie propre seront vraisemblablement tout aussi structurantes. L'ambition affichée par la Commission européenne à l'occasion de la présentation de ces projets de textes est d'adapter les règles de marché de l'énergie européennes et les principes de fonctionnement du système électrique au nouveau paradigme énergétique de demain en répondant au défi de l'augmentation de la part d'énergies intermittentes, tout en saisissant les opportunités offertes par les nouveaux outils numériques et innovants. Cette refonte de la réglementation européenne est aussi l'occasion pour la Commission européenne de réinterroger les rôles respectifs que doivent jouer le marché, d'une part, et l'intervention publique, d'autre part, dans l'organisation du secteur afin d'assurer l'optimisation de la gestion du système, de permettre l'atteinte des objectifs de politique publique et de répondre à l'impératif de la sécurité d'approvisionnement. Les débats se cristallisent à ce stade autour des grandes thématiques sur lesquelles la Commission européenne a axé l'essentiel de ses propositions :

- ▶ **Les conditions offertes aux consommateurs :** la Commission propose de permettre au consommateur d'être plus actif, en mettant fin aux tarifs réglementés de vente et en lui donnant accès à des offres de tarification à des prix dynamiques, en développant également un cadre de régulation européen relatif à l'agrégation d'effacement de consommation, ou encore en lui permettant d'accéder à de nouveaux modes de consommation et production d'énergie (autoconsommation, communautés énergétiques locales).
- ▶ **La définition de nouveaux objectifs européens, permettant d'atteindre la cible de décarbonation de l'économie fixée par l'Accord de Paris, et d'un cadre de gouvernance adapté :** via l'inscription de nouveaux objectifs contraignants au niveau européen notamment en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique à l'horizon 2030, sur la base des conclusions du Conseil européen de 2014 ; via la mise en œuvre d'un cadre de gouvernance permettant un suivi des trajectoires

nationales (présentées dans des plans nationaux énergie-climat) et un contrôle permettant de s'assurer du respect des objectifs européens (notamment par une contribution obligatoire, en cas de non-atteinte des objectifs, à une plateforme de financement de projets d'énergies renouvelables), mais aussi au moyen de l'instauration d'une obligation d'ouverture minimale des dispositifs nationaux de soutien aux énergies renouvelables à des capacités transfrontalières.

- ▶ **La poursuite de l'intégration du marché européen, en particulier sur les marchés proches du temps réel, et avec elle la définition de règles et principes communs** relatifs à l'exploitation du système (la gestion des congestions, les modalités d'intégration des énergies intermittentes au réseau), à la définition des règles de marché (marché de capacité ou marchés d'équilibrage) ou encore au recours aux nouveaux usages et pratiques pouvant rendre des services au système électrique (stockage d'électricité par exemple).

Enfin, les négociations autour du *Clean Energy Package* sont marquées par la poursuite du débat européen sur le cadre de régulation le plus à même d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics, sur le bon niveau d'intervention en la matière et sur les modalités de coordination des initiatives nationales, régionales et européennes.

Une majorité d'acteurs s'accordent aujourd'hui pour considérer qu'il est nécessaire de faire évoluer le cadre existant pour garantir un approvisionnement sûr en électricité à tous les citoyens européens. Mais ce relatif consensus ne s'étend pas, en revanche, aux solutions à mettre en œuvre pour pallier les insuffisances de l'organisation actuelle des marchés ; d'autant que le débat économique se double d'une question politique sur les prérogatives respectives de l'Union et des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement.

Les moyens permettant de réformer le processus de formation des prix, notamment via des mesures phares comme le rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie, sont au cœur de ces échanges. L'articulation de ces mesures avec les mécanismes de capacité, qui font désormais partie intégrante du cadre de régulation européen, occupe une place importante dans l'agenda des discussions.

1.2.1 Revoir le fonctionnement des marchés de l'énergie en réformant le processus de formation des prix

La formation des prix sur les marchés de l'énergie est un élément clé du régime d'incitations renvoyées aux acteurs de marché. C'est sur la base de ces signaux de prix que sont prises en temps réel les décisions d'activer ou non les différents moyens de production ou d'effacement. Ce sont également ces signaux de prix qui orientent les flux d'énergie entre zones de prix. Ils jouent dès lors un rôle central pour l'optimisation à court terme du fonctionnement du système électrique. À plus long terme, ils jouent aussi un rôle important, en incitant les acteurs à investir dans de nouvelles capacités ou au contraire à fermer ou mettre sous cocon certaines de celles qu'ils exploitent, sur la base des anticipations de revenus sur les marchés de l'énergie.

Pour la Commission, il est nécessaire de réformer le fonctionnement des marchés de l'énergie de manière à améliorer le processus de formation des prix. Elle fait de cet impératif de réforme une priorité :

Des prix qui reflètent la véritable valeur de l'électricité peuvent envoyer des signaux en faveur de nouveaux investissements dans la capacité fiable et flexible nécessaire pour sécuriser l'approvisionnement en électricité. [...]

Une deuxième réforme du marché importante concerne la participation des opérateurs d'effacement. Accroître la réactivité de la demande à l'évolution des prix en temps réel revêt une importance fondamentale, car cela peut apla- nir les pics de demande et, partant, réduire la nécessité de capacités de production supplémentaires. [...]

Enfin, l'enquête sectorielle révèle que la délimitation des zones de dépôt des offres devrait être examinée et revue, de manière à permettre la formation de prix appropriés au niveau local et à stimuler les investissements tant dans les capacités en des endroits où ces dernières font défaut que dans les infrastructures de transport nécessaires pour déplacer l'électricité des producteurs vers les consommateurs.¹⁹

Cet agenda de réformes transparaît dans les propositions de directives et de règlements dévoilés en novembre dernier. Trois grandes mesures sont mises en avant : (i) la flexibilisation de la consommation, via l'instauration d'un cadre de régulation européen permettant l'émergence des effacements, (ii) la mise en œuvre d'une méthodologie et d'un cadre de gouvernance visant à la redéfinition de zones de prix pertinentes et, enfin, (iii) l'élévation des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie à un niveau reflétant la disposition à payer des consommateurs pour bénéficier d'un approvisionnement ininterrompu en électricité.

Pour favoriser le développement de nouvelles capacités d'effacement, et ainsi rendre la consommation d'électricité plus flexible, la Commission propose d'instaurer un cadre de régulation européen obligeant, d'une part, les fournisseurs à proposer à leurs clients au moins une offre de fourniture à des prix indexés sur les marchés spot et autorisant, d'autre part, la libre activité d'agrégateurs indépendants. Ce modèle de l'agrégateur indépendant constitue en effet une mesure sans regret qui existe dans la réglementation française depuis 2013. La proposition initiale de la Commission ne semble néanmoins pas compatible avec les fondamentaux de l'architecture de marché mise en œuvre en France. Elle suscite notamment des questions quant à la possibilité de prévoir un régime de versement entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs ; régime qui est essentiel au maintien d'incitations économiques pertinentes et à la préservation du droit de propriété des acteurs de marchés.

Par ailleurs, pour renforcer la représentativité du signal prix, et en particulier sa dimension locale, la Commission préconise une révision régulière des zones de prix, suivant une procédure conférant un pouvoir décisionnel important aux institutions communautaires (en particulier à l'ACER et la Commission elle-même), dont les prérogatives seraient ainsi renforcées par rapport au cadre actuel défini dans le code de réseau CACM.

La configuration des zones de prix joue en effet un rôle important dans le processus de formation des prix de l'énergie. Leur délimitation doit en particulier réaliser un compromis délicat entre des zones de prix de dimensions modestes, qui permettent d'identifier

19. CE. Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité. 2016, SWD(2016) 385 final, p6-8

et de développer les capacités localement limitantes (réseau ou capacités de production et d'effacement) et des zones de prix plus larges, qui accroissent la liquidité des marchés et diminuent la complexité de leurs couplages. Ces zones de prix doivent également être stables afin de permettre aux acteurs de marché et aux GRT de valoriser leurs investissements sur le long terme. Bien que technique, ce sujet revêt également une dimension politique forte puisque une révision de ces zones de prix peut conduire à la fragmentation d'un pays en différentes zones géographiques, au sein desquelles les prix ne sont pas les mêmes et pour lesquelles la gestion de l'équilibre offre-demande s'effectue indépendamment.

Enfin, le dernier grand axe de réforme mis en avant par la Commission tient au relèvement des plafonds de prix sur les marchés journalier, intrajournalier et d'équilibrage à un niveau reflétant le coût de l'électricité non distribuée. Le projet de règlement du marché intérieur de l'électricité propose ainsi la mise en œuvre d'une méthodologie pour déterminer ce coût, méthodologie dont l'élaboration serait confiée à ENTSO-E, et qui serait ensuite appliquée par chaque État membre, a minima tous les cinq ans. Les prix plafonds des différents marchés pour les différentes zones de prix seraient ensuite alignés sur les valeurs calculées par les États.

Ces propositions de la Commission sont aujourd'hui publiques et sont discutées dans le cadre de la procédure législative ordinaire et du dialogue interinstitutionnel entre le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne.

Quant à la position du Conseil, elle est en cours de négociation et elle n'est donc pas encore connue mais il est probable qu'elle reflétera, en particulier sur la question du rehaussement des plafonds de prix, la diversité des pratiques des États en matière de sécurité d'approvisionnement ; un grand nombre d'entre eux ayant décidé de mettre en œuvre ces dernières années des mécanismes de capacité pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement qu'ils souhaitent atteindre.

Sans présager de l'issue finale des discussions sur le *Clean Energy Package*, il est probable que ces

propositions – et notamment celles relatives au rehaussement des plafonds de prix – évoluent dans les prochains mois pour tenir compte de la position des États membres, notamment sur le sujet de la sécurité d'approvisionnement. D'autant que les propositions de la Commission ne vont pas sans poser un certain nombre de questions que les parlementaires ou les États membres pourraient vouloir approfondir.

Une question de subsidiarité tout d'abord. S'il est vrai que l'approche proposée par la Commission permet, en droit, à chaque État membre de définir une valeur de la sécurité d'approvisionnement cohérente avec les fondamentaux de son économie, le schéma proposé par la Commission pourrait aboutir soit à l'alignement des critères de sécurité d'approvisionnement au niveau de l'État membre le plus exigeant, soit à un compromis politique ne reflétant pas réellement le coût de l'électricité non distribuée. Le couplage des marchés implique en effet que les flux d'énergie découlent des différentiels de prix entre zones de prix. En cas de pénurie avérée au sein d'une zone de prix, l'offre d'énergie ne pouvant couvrir l'ensemble de la demande et celle-ci étant peu élastique, le plafond de prix pourrait être atteint. Il s'en suit que si des plafonds de prix différents étaient mis en œuvre, en cas de pénuries simultanées, la production de pays en défaillance pourrait être mobilisée à hauteur des capacités d'interconnexion pour couvrir les besoins d'un pays frontalier, lui aussi en situation de pénurie. Une telle situation semble politiquement peu crédible et conduirait vraisemblablement les États membres à retenir une valeur partagée pour l'énergie non distribuée, qui relèverait plus d'un compromis politique que d'un optimum économique.

Une question de crédibilité ensuite. Alors que la Commission semble encourager une plus forte implication de l'Union sur les questions sociales²⁰, et qu'elle a fait de la protection du consommateur un axe majeur de ce quatrième paquet²¹, il est légitime de s'interroger sur la façon dont réagiraient les opinions publiques à l'occurrence de pics de prix très importants sur les marchés de l'énergie. Réactions qui pourraient être d'autant plus vives si une part importante des consommateurs résidentiels ont opté pour une offre à prix indexé sur le marché spot, comme la Commission

20. JUNCKER, Jean-Claude. Discours du Président de la Commission européenne sur l'état de l'Union. 14 septembre 2016

21. CE. Mémoire «New electricity market design : a fair deal for consumers». 2016, Disponible sur : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf

envisage d'obliger les fournisseurs à en proposer. Un pic de prix de 20 000 €/MWh pendant cinq heures occasionnerait, à titre d'exemple, un coût direct de 1000 € pour un petit consommateur consommant 10 kW sur cette période. Cette question de l'acceptabilité sociale est d'importance, car de la réaction des consommateurs dépendra celle de la puissance publique et donc la pérennité du cadre de régulation mis en œuvre. Suite à des périodes de pénurie marquées par des prix élevés sur les marchés de l'énergie, des plafonds de prix pourraient être réinstaurés en réponse aux demandes des consommateurs, ce qui viderait de sa substance une grande part de la réforme envisagée dans ce quatrième paquet.

Ces considérations sont de nature à instiller un doute quant à la crédibilité, sur le temps long, de la réforme proposée, alors même qu'il s'agit d'un paramètre essentiel de son efficacité. En effet, pour investir, les acteurs concernés doivent être convaincus que les règles du jeu ne seront pas remises en cause une fois leurs investissements réalisés. Or, l'historique du secteur, l'attention portée à la protection des consommateurs et plus généralement l'implication politique très forte de la puissance publique – qui se justifie, notamment au vu de l'impératif climatique – font de l'émergence d'une telle conviction une réelle gageure.

Assurer la sécurité d'approvisionnement au moyen d'un rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie pose enfin une question d'efficacité. Rien ne dit que la mesure sera suffisante, compte tenu des autres imperfections du marché identifiées (voir les parties 1.1, 1.2, 1.3 et 1.4). L'occurrence de pics de prix, par nature incertains et durant lesquels la disponibilité de tel ou tel actif ne peut être garantie, convaincra-t-elle des acteurs potentiellement averses au risque d'investir dans de nouveaux moyens de production ? Le texte initialement proposé repose largement sur ce postulat, jamais démontré autrement que dans des représentations théoriques volontairement simplifiées du marché, et auxquelles une grande part des acteurs de marché, et même certains régulateurs, ne semblent pas croire.

La CRE estime que les risques associés à la proposition de la Commission l'emportent sur les bénéfices attendus, et est par conséquent défavorable à celle-ci.

Sur le court terme, la CRE émet des réserves sur le fait que l'augmentation des plafonds de prix permette en pratique, lors d'épisode de tension entre l'offre et la demande, d'accéder effectivement à des gisements additionnels de capacités. Il n'est pas avéré qu'il soit nécessaire d'atteindre les plafonds de prix pour que l'ensemble des moyens de production et d'effacement soient mobilisés.

Sur le moyen/long terme, la logique économique des investisseurs ne semble pas compatible avec le principe de couverture des coûts fixes lors d'événements de faible occurrence, et ce, que les plafonds de prix soient fixés à 3000 €/MWh comme c'est le cas actuellement, ou qu'ils s'élèvent au niveau de la valeur de la défaillance. La CRE considère qu'il n'est pas avéré qu'une hausse des prix plafond soit à elle seule de nature à favoriser des investissements dans les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (en particulier les moyens de production d'extrême pointe) et puisse prévenir les fermetures de capacités. [...]

Alors que cette proposition est associée à des bénéfices uniquement théoriques, comme indiqué précédemment, elle soulève néanmoins un certain nombre de problèmes concrets tels que :

- ▶ *La difficulté d'estimer correctement la valeur de la VoLL : une valeur unique pour représenter un nombre important de différentes propensions à payer entre différentes catégories de consommateurs ;*
- ▶ *L'exposition des acteurs de marché à des garanties financières inutilement élevées. Le coût de la couverture du risque étant plus conséquent pour un petit producteur ou fournisseur, toute hausse des plafonds de prix, en particulier à l'échéance journalière, exposera ces acteurs à des risques financiers plus importants, rendant leur entrée ou leur maintien sur le marché plus difficile. En outre, les plafonds actuels sont de nature à limiter les impacts des risques opérationnels qui peuvent advenir dans le cadre d'une enchère à fixing, telle qu'utilisée lors de l'échéance journalière²².*

²². CRE. Memorandum de 13 fiches rassemblant les observations du régulateur sur les propositions de la Commission européenne pour le paquet intitulé «Une énergie propre pour tous les européens». 2016, Fiche 13, p1-2

Au contraire, plusieurs acteurs, et en particulier les nouveaux entrants, considèrent qu'une approche fondée sur un rehaussement des plafonds de l'énergie aurait des effets indésirables d'un point de vue concurrentiel, en augmentant sensiblement le niveau de risque auquel ils auraient à faire face. Car si les pics de prix constituent une opportunité de revenus supplémentaires, ils sont également synonymes de risques accrus : un acteur défaillant lors d'une période de pénurie alors qu'il s'était engagé à livrer une quantité d'énergie donnée verrait ainsi le montant des pénalités auxquelles il s'expose augmenter fortement. Le coût du financement s'en trouverait vraisemblablement affecté et pourrait atteindre des niveaux rédhibitoires pour les acteurs les plus fragiles.

L'impact de cette approche sur la concurrence amène à considérer l'intérêt global d'une telle mesure pour le consommateur. De même, l'augmentation du coût du capital – lié à l'accroissement du risque – pourrait lui aussi, toute chose égale par ailleurs, conduire à des prix de l'énergie plus importants pour couvrir les primes de risque attendues par les investisseurs. Les plafonds de prix jouent également un rôle de protection des acteurs, et plus précisément des consommateurs, contre d'éventuelles pratiques anti-concurrentielles. Leur suppression ou leur rehaussement impliquerait une diminution de la protection *ex ante* des acteurs de marché et des consommateurs. Cette problématique est d'autant plus prégnante qu'il peut-être délicat de distinguer, lors d'épisodes de pic de prix, la part de ces événements qui résulte d'une situation de pénurie avérée de celle qui découle d'une stratégie d'acteurs visant à influencer le fonctionnement du marché.

1.2.2 Les mécanismes de capacité, une assurance complémentaire qui fait désormais partie intégrante du cadre de régulation européen

Si la Commission européenne continue de privilégier une architecture cible pour le marché intérieur fondée sur la mise en œuvre de marchés intégrés sur lesquels sont échangés, à différentes échéances temporelles, des blocs d'énergie, elle a néanmoins fait évoluer sa

doctrine sur les mécanismes de capacité au cours des dernières années. Elle reconnaît désormais que ces mécanismes font partie intégrante du cadre de régulation européen, qu'il s'agisse de marchés de capacité²³ ou de dispositifs plus administrés, comme les réserves stratégiques²⁴.

Cette évolution peut s'expliquer par la prise en compte des imperfections des marchés de l'énergie, par la volonté d'un dialogue apaisé avec des États membres désireux de garantir leur sécurité d'approvisionnement, et par la reconnaissance d'un état de fait. Elle a conduit la Commission à reconnaître que l'introduction de mécanismes de capacité – en complément des réformes des marchés de court terme – pouvait être légitime dans certaines configurations.

Some analysts indicate that there is practical evidence that an energy only market design can realise sufficient investment without the need for mechanisms that make separate capacity revenues available to generators and/or demand response. However, other authors stress that such reforms alone may not completely solve the missing-money problem. Either because market reforms may take time to be fully implemented or because they may be insufficient to fully address the generation adequacy problem generated by the lack of optimal incentives to invest in generation capacity, Member States may want to establish additional measures to address a residual missing money problem and ensure generation adequacy.²⁵

La Commission reconnaît d'ailleurs que, sur les onze États membres couverts par l'enquête sectorielle qu'elle a conduite, aucun n'a choisi de s'en remettre à une architecture de marché dite «*energy only*» et que les exemples d'une telle architecture dans des marchés libéralisés sont rares.

However, none of the countries in this inquiry have chosen to rely on an energy-only electricity market, and examples of liberalised 'energy-only' markets outside the enquiry are relatively rare.²⁶

²³. Comme ceux instaurés ou en voie d'instauration au Royaume-Uni, en France, en Irlande, en Italie ou encore en Pologne

²⁴. Introduits ou en voie d'introduction en Allemagne, en Suède, en Pologne, et en Belgique notamment.

²⁵. CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. 2016, SWD(2016) 385, p47-48

²⁶. CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016, SWD(2016) 385, p162

La Commission considère cependant que tous ces mécanismes, quelle que soit leur architecture, revêtent les caractéristiques d'une aide d'État et cette interprétation – qui pourrait être discutée sur le plan juridique – semble peu contestée.

The designs of the mechanisms vary widely, but all have in common the underlying principle of enabling revenues for capacity providers and thus they may fall within the category of state aid measures. They can therefore be subject to the Union's rules on state aid and their compatibility with these rules may have to be assessed by the Commission.²⁷

Cette caractérisation confère à la Commission un rôle prédominant dans la conception et l'approbation des dispositifs capacitaires. Le cadre d'analyse proposé par la Commission est de ce fait largement structuré par les concepts du droit de la concurrence, la Commission vérifiant notamment que l'introduction d'un tel mécanisme ne risque pas de concourir au maintien ou au renforcement des positions dominantes des acteurs historiques ou principaux²⁸.

La publication par la Commission de ses propositions pour le Paquet Énergie propre marque une étape importante dans l'élaboration de ce cadre, avec notamment les conclusions de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité et l'ajout dans le projet de règlement sur le marché intérieur de l'électricité de dispositions dédiées aux mécanismes de capacité. Ces textes viennent compléter les principes généraux jusqu'alors exposés dans les lignes directrices concernant les aides d'États à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020²⁹. Ils laissent présager l'inscription dans la législation communautaire de dispositions relatives aux mécanismes de capacité, quand ceux-ci n'étaient jusqu'à présent visés que par des éléments de *soft law*.

Si le cadre ainsi défini n'est pas encore figé, des évolutions étant à prévoir dans les prochains mois, on peut néanmoins d'ores et déjà retenir la classification proposée par la Commission qui distingue, d'un côté les mécanismes visant à répondre à des enjeux

transitoires et, de l'autre, ceux permettant de répondre à des problématiques d'adéquation plus structurelles. Cette approche par les finalités permet à la Commission de distinguer les bonnes propriétés que doivent vérifier les mécanismes de capacités mis en œuvre pour y répondre.

1.1.2.1 Appréciation des réserves stratégiques pour la gestion des risques temporaires pesant sur l'adéquation de capacité

La Commission considère ainsi que les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement sont temporaires lorsque les pouvoirs publics estiment que les réformes apportées au fonctionnement du marché permettront de guider les investissements, mais que celles-ci mettront du temps avant de produire tous leurs effets. Ces risques sont également temporaires lorsqu'il est nécessaire d'accompagner le passage d'une situation de surcapacité à une situation d'adéquation de capacité, en contrôlant le rythme et la fermeture des installations de production excédentaires. Pour répondre à ce type d'enjeux, la Commission préconise le recours à des réserves stratégique ou à des enchères ciblées.

Strategic reserves can be used where there are good reasons that the market does not (yet) deliver appropriate exit signals, to manage market exit of conventional generation in a gradual way and prevent too many closures leading to temporary local or general shortages. In market areas where market reforms are still in the early stages of their implementation and market participants are hesitant to invest on the basis of price signals alone, a strategic reserve can provide an effective transitional measure on the road to market-based new investment inspired by market reforms.³⁰

Les principales propriétés devant être respectées par les réserves stratégiques sont alors les suivantes :

- être temporaires, et assorties d'une date de fin claire et ne reposer que sur des engagements de court terme (par exemple des contrats d'un an renouvelable), pour limiter les éventuels effets d'attente pour les acteurs ;

²⁷. CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016, SWD(2016) 385, p48

²⁸. RTE, Un mécanisme de capacité révisé pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et maintenir la concurrence électrique, 2017, p17-18

²⁹. CE, Communication de la Commission européenne sur les lignes directrices concernant les aides d'États à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, 2014, (2014/C 200/01), p38-40

³⁰. CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016, SWD(2016) 385, p146

- ▶ être les plus petites possibles et être activées autant que possible hors marché³¹, c'est-à-dire après la clôture des marchés journaliers, infra-journaliers et d'équilibrage, afin de minimiser les distorsions sur le fonctionnement du marché ;
- ▶ N'être ouvertes qu'aux capacités existantes, et non aux nouvelles capacités, là encore pour limiter d'éventuels effets attentistes.

Ces mécanismes temporaires présentent l'avantage pour la Commission d'être facilement mobilisables et de présenter des coûts directs potentiellement modérés. Ils présentent en contrepartie des inconvénients identifiés par la Commission :

A strategic reserve affects market structure if it creates incentives for plants to announce closures that would not otherwise have taken place, because the expected profitability for a certain plant is higher within the strategic reserve scheme than outside the scheme. As a result, the strategic reserve can in this case accelerate exit from the market. [...] Moreover, in particular gas-fired power plants [...] risk being drawn into the growing reserve. This can have additional impacts on the competitiveness of the underlying electricity market, where the exit of plants into the reserve risks increasing market power.

Another source of concern arises from the potential ability and incentive of an incumbent with presence in the strategic reserve to withhold capacity in the market to trigger a price increase and the activation of the strategic reserve, provided that its profits from activating the reserve outweigh the cost of withholding capacity. Finally, an additional source of concern can relate to the exercise of market power when the candidates to be integrated into a strategic reserve are very few. In this case, it can be that the tender for the reserve is not sufficiently competitive, which would reduce the ability of a strategic reserve to cost effectively address a transitional generation adequacy problem.³²

1.2.2.2 Appréciation des mécanismes portant sur toute la capacité pour la gestion des risques structurels pesant sur l'adéquation de capacité

La Commission souligne dans son rapport que les réserves stratégiques ne permettent pas de remédier à des problèmes d'adéquation plus structurels. Pour y faire face la Commission recommande la mise en œuvre de marchés de capacité portant sur toute la capacité, qu'ils soient centralisés ou décentralisés.

In the first of the four cases, i.e. where a general missing money problem is identified and confirmed by way of an adequacy assessment, the appropriate response consists of a longer term intervention in the market that ensures new investments and maintains existing capacity providers in the market to the extent they are necessary to ensure security of supply.

In contrast, market-wide mechanisms can, if well-designed, create the confidence existing and aspirant market participants need.³³

Ces mécanismes doivent alors respecter des principes de conception, exposés par la Commission dans son rapport. Ces principes concernent l'admissibilité, les modalités de sélection des capacités retenues, et les obligations portées par les exploitants de capacités.

- ▶ Les mécanismes doivent être aussi ouverts que possible aux nouvelles capacités comme à celles existantes (mécanisme *market-wide*) et à toutes les technologies de production et d'effacement (mécanisme *technology neutral*). Une telle ouverture permet d'accroître la pression concurrentielle, et donc de réduire le coût du dispositif pour le consommateur, tout en limitant les risques de *slippery slope* ;
- ▶ La sélection des capacités retenues doit se faire à l'aide d'un mécanisme de marché car cette méthode de sélection constitue une meilleure alternative que les mécanismes administratifs, ces derniers étant «peu susceptibles de révéler la véritable valeur de capacité et, de ce fait, de présenter un bon rapport coût-efficacité». Ils risquent «d'aboutir à l'achat de capacités insuffisantes ou superflues».

³¹. Des distorsions semblent néanmoins inévitables dans la mesure où les délais de mobilisation des centrales ne permettent pas une activation en temps réel.

³². CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016, SWD(2016) 385, p148

³³. CE. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016, SWD(2016) 385, p163

- L'engagement pris par les capacités retenues doit être mesurable, limité, et assorti de pénalités suffisamment incitatives pour encourager les capacités retenues à respecter leurs engagements. Ces pénalités ne doivent cependant pas se substituer aux signaux de prix de l'énergie et fausser les échanges d'énergie entre États membres.

Le cadre d'analyse ainsi proposé par la Commission présente l'avantage d'être souple et adapté à la diversité des situations existantes au sein des différents États membres. La Commission analyse par ailleurs – au cas par cas – la nécessité et le bon design des mécanismes de capacité à l'aide d'enquêtes approfondies. Une telle démarche systématique est de nature à assurer une équité de traitement entre les différents dispositifs d'adéquation de capacité mis en œuvre. Le mécanisme français fut ainsi l'un des premiers mécanismes, avec le mécanisme britannique, à faire l'objet d'une telle enquête. Des examens analogues visant d'autres mécanismes ont suivi³⁴, et d'autres sont en cours³⁵ ou suivront.

L'examen du mécanisme français a conduit les autorités françaises à engager un dialogue constructif avec la Commission. Ce travail de coopération a permis de conserver les nombreux avantages du dispositif français, tel qu'il avait été conçu en 2014, tout en l'améliorant et en le rendant compatible avec les exigences nouvelles de la Commission.

Le mécanisme de capacité français sera ouvert à tous les fournisseurs de capacité, y compris ceux situés à l'étranger, et permettra l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. La mesure présente ainsi un bon rapport coût-efficacité et préserve la concurrence. L'autorisation accordée aujourd'hui garantit la maîtrise des tarifs de l'électricité pour les consommateurs. Nous avons œuvré de concert avec les autorités françaises pour rendre le mécanisme envisagé conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État.³⁶

1.2.2.3 Des éléments du cadre de régulation à préciser

Tirer les conséquences de la distinction entre mécanismes de long terme et mécanismes de court terme

En dépit de ces avancées récentes, plusieurs points pourraient encore faire l'objet d'une clarification dans la réglementation européenne relative aux mécanismes de capacité. En premier lieu, la distinction entre mécanismes de long terme et mécanismes transitoires gagnerait à être consolidée. Cette distinction pertinente se traduit en effet par des recommandations différentes en matière de design, mais elle n'emporte que peu de conséquences sur la pérennité réglementaire des dispositifs visés.

Ainsi, les périodes d'approbation de certains mécanismes, pourtant qualifiés de structurels par la Commission, sont relativement restreintes au vu des constantes de temps du secteur³⁷ et au fond assez proches de celles octroyées à des dispositifs pourtant transitoires. De même, la Commission propose, dans le projet de règlement du marché intérieur, l'instauration d'un réexamen annuel de la nécessité du maintien des mécanismes de capacité, ce qui est pertinent pour des mécanismes transitoires mais est inadapté pour des mécanismes plus élaborés engagés sur le temps long. Une telle disposition induirait en effet une instabilité du cadre de régulation susceptible d'amoinrir les bénéfices attachés à ce type de mécanisme. L'examen des textes par le Parlement et le Conseil offre donc une opportunité de mettre en cohérence la future législation européenne avec cette distinction opérée par la Commission.

La participation transfrontalière : un enjeu d'équité et de réciprocité

La question de la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité fait également partie des domaines dans lesquels des améliorations semblent possibles. Les derniers travaux réalisés par les GRT au niveau du PLEF³⁸ ont ainsi mis en lumière que la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité

³⁴. Voir par exemple les cas suivants dans le registre des aides d'État tenu par la Commission européenne : Interruptibility scheme (SA.43735), German Network Reserve (SA.42955), Greece Transitory electricity flexibility remuneration mechanism (SA.38968)

³⁵. Voir par exemple le cas suivant dans le registre des aides d'État tenu par la Commission européenne : German Capacity Reserve (SA.45852)

³⁶. VESTAGER, Margrethe, Conférence de presse de la Commissaire à la concurrence relative à l'approbation du mécanisme de capacité français par la Commission européenne, 8 novembre 2016

³⁷. Les mécanismes britannique et Français ont ainsi été autorisés pour une période de 10 ans.

³⁸. Le Forum Pentalatéral de l'Énergie est une instance de coopération intergouvernementale regroupant les ministres de l'énergie, les régulateurs, les GRT et les acteurs de marché du Benelux, de l'Allemagne, de la France, de l'Autriche et de la Suisse.

est essentiellement un enjeu redistributif : quel que soit le mécanisme considéré, une participation directe des capacités transfrontalières n'aura aucune influence sur le niveau de sécurité d'approvisionnement atteint.

Il n'y a dès lors aucune raison de distinguer entre les mécanismes, ceux qui devraient être ouverts à ce type de participation de ceux qui pourraient, en revanche, s'affranchir d'une telle obligation. C'est un enjeu d'équité et de réciprocité, qui ne saurait être fondé sur des considérations techniques.

Une articulation avec l'élévation des plafonds de prix à examiner et à préciser

Enfin, l'articulation entre les mécanismes de capacité et le rehaussement des plafonds de prix devrait faire l'objet d'un examen attentif. La question se pose notamment de savoir si ces deux mesures constituent des alternatives concurrentes et inconciliables ou si, au contraire, elles constituent des options complémentaires.

Au plan théorique, il est clair que ces deux mesures visent un même objectif : assurer la sécurité d'approvisionnement. La coexistence des deux mesures n'implique pas nécessairement pour autant qu'elles seraient redondantes. Sous l'hypothèse que le coût de financement est indépendant du niveau de risque supporté par l'acteur, le modèle simplifié de la concurrence pure et parfaite prédit par exemple des effets de vases communicants, entre revenus capacitaires et revenus énergie, assurant en moyenne une rémunération identique des acteurs. Mais en pratique, l'impact du risque sur le coût du capital ainsi que l'existence d'imperfections de marché remettent en question la validité de ce résultat.

Des études quantitatives sont dès lors susceptibles de fournir un éclairage sur les interactions possibles entre le rehaussement des plafonds de prix et l'introduction d'un mécanisme de capacité.

La présente analyse d'impact – au-delà de son intérêt pour le cadre français – a donc également vocation à nourrir le débat européen et à guider les choix futurs en matière de régulation, en apportant des éclairages sur des problématiques telles que les conséquences en termes de sécurité d'approvisionnement de différentes architectures de marché et la complémentarité éventuelle de ces différentes approches ; ou encore le coût pour le consommateur, sur le temps long, de ces différentes formes d'organisation du marché.

1.3 Consolider et compléter les outils d'analyse relatifs au cadre d'investissement et à la sécurité d'approvisionnement

Pour mener à bien cette analyse d'impact, un travail de recensement et d'analyse critique des études existantes, en particulier des hypothèses effectuées et des outils de modélisation employés, a d'abord été réalisé (*partie 2*). Cette revue de littérature a permis d'identifier des axes d'analyse qui nécessitaient d'être approfondis et a conduit à réaliser une étude complémentaire (*partie 3*). Sur la base de ces réflexions, il a enfin été possible de dégager un socle d'enseignements partagés dans ces différentes études et de réconcilier certaines conclusions qui pouvaient apparaître – en première lecture – contradictoires (*partie 4*).

La démarche suivie dans cette analyse s'inscrit dans une démarche de concertation et d'objectivité, dans la mesure où le périmètre des études considérées a été établi de manière concertée avec les parties prenantes. Il rassemble des études européennes (i) publiques, (ii) intégrant un volet de comparaison quantitative avec un marché «energy only» et (iii) couvrant un large panel d'approches, de points de vue et de type d'auteur (académiques, consultants, institutions, etc.). Toutes ont été analysées, sans *a priori*, via une grille d'analyse commune et sur la seule base de leurs qualités techniques intrinsèques.

Cette démarche s'inscrit en outre dans une logique de transparence, puisqu'un soin particulier a été consacré à la recherche des hypothèses sous-jacentes à chacune des études analysées et que ces hypothèses (et en particulier celles utilisées par RTE) sont ici clairement mises en lumière. Cette volonté de transparence se retrouve également dans le choix assumé qui a été fait de discuter systématiquement l'impact des différentes hypothèses sur les résultats obtenus. Une telle démarche permet à chacun de se forger une conviction, en fonction du jeu d'hypothèses qu'il lui semble raisonnable d'adopter; nombre d'hypothèses fréquemment employées dans ce type de travaux étant sujettes à débat et ne pouvant être complètement objectivées.

Il s'agit enfin d'une approche prudente qui s'efforce d'exposer conjointement les enseignements tirés et leurs conditions de validité et où les extrapolations en dehors de celles-ci sont, sinon limitées, à tout le moins discutées et mises en perspective.

2. REVUE DES ÉTUDES D'IMPACT EXISTANTES DANS LA LITTÉRATURE

Avec l'émergence et la mise en place de différents mécanismes de capacité en Europe (marché de capacité au Royaume-Uni ou réserve stratégique en Allemagne par exemple), de nombreuses études analysant leurs impacts ont été publiées au cours des dernières années.

L'ensemble de ces études ont mis en évidence des résultats très variés quant aux impacts associés à la mise en place de ces mécanismes, certains résultats pouvant même apparaître contradictoires entre les différentes études. Il semblait donc nécessaire de dépasser le cadre spécifique dans lequel chacune des études avait été réalisée et d'explorer en détail les modélisations, le périmètre et les hypothèses afférentes à chacune d'entre elles, afin de pouvoir rapprocher chaque résultat des hypothèses et de la méthodologie desquelles il découle, et ainsi dégager des conclusions générales robustes.

Cette revue de littérature doit également permettre d'identifier les éventuelles lacunes des études existantes et des modélisations utilisées, afin de proposer des études complémentaires permettant de dégager une vision consolidée sur l'impact d'un mécanisme de capacité.

Ce travail de revue de littérature, déjà initié en 2014 avec la publication par RTE d'une analyse du rapport accompagnant les lignes directrices de la Commission européenne sur les interventions publiques, a été approfondi depuis, afin de couvrir un périmètre plus large d'études.

Parmi les études existantes, RTE a donc recensé un certain nombre d'analyses d'impact portant sur la mise en place d'un mécanisme de capacité. La liste des études d'impacts qui ont été passées en revue et qui sont décrites ci-dessous n'est pas exhaustive. La revue de la littérature s'est concentrée sur les publications les plus pertinentes qui ont été examinées de manière détaillée. La sélection des études analysées s'est appuyée sur les critères suivants :

- (i) Les études devaient être publiques, afin que les conclusions de l'analyse critique puissent être partagées avec l'ensemble des acteurs ;
- (ii) Elles devaient intégrer un volet quantitatif, et en particulier une analyse quantitative des impacts d'un mécanisme de capacité en comparaison avec une architecture de marché *energy only* ;
- (iii) L'ensemble des études sélectionnées couvrent un large panel de points de vue et d'approches, tout en restant toutes applicables au cas européen. Ainsi celles-ci ont été réalisées par différents types d'acteurs (académiques, cabinets de consultants, entreprises, institutions, etc.) et provenant de différents pays (France, Royaume-Uni, Allemagne).

Enfin, les études sélectionnées par RTE pour figurer dans la revue de littérature présentée ici, et qui ont fait l'objet d'une analyse critique détaillée, sont listées ci-dessous :

- ▶ **Commission européenne**, 2016, *Impact assessment accompanying the proposals for the Clean Energy Package s'appuyant sur les travaux de E3MLab/ICCS*, 2017, *Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative*.
- ▶ **FTI-CL Energy**, 2016, *Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets*
- ▶ **CEEM**, 2016, *Ensuring capacity adequacy during energy transition in mature power markets et Effects of risk aversion on investment decisions in electricity generation : What consequences for market design?*
- ▶ **UFE-BDEW**, 2015, *Energy transition and capacity mechanism, A contribution to the European debate with a view to 2030*
- ▶ **Frontier Economics – Consentec**, 2014, *Impact Assessment of Capacity Mechanisms*
- ▶ **DECC**, 2014, *Electricity Market Reform – Capacity Market – Impact assessment*
- ▶ **Thema Consulting Group**, E3M Lab, COWI, 2013, *Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM*.

Ce périmètre d'étude a été concerté avec les parties prenantes du marché français de l'électricité³⁹.

La suite de cette partie vise à apporter une vision synthétique des résultats de ces études d'impact, en mettant en perspective les spécificités des différentes modélisations utilisées.

2.1 Grille d'analyse des études d'impact du mécanisme de capacité

Afin de pouvoir confronter et comparer les différentes études listées ci-dessus, RTE a mis au point une grille de lecture commune, permettant d'analyser de manière objective l'ensemble des études considérées à la lumière des mêmes critères.

Cette grille d'analyse est divisée en 5 parties principales :

1. Une partie «Contexte» permettant de préciser quels étaient les objectifs de chaque étude, dans quel cadre celle-ci a été réalisée et enfin quels sont les acteurs ayant commandé/réalisé cette étude ;
2. Une partie «Modélisation» détaillant tous les choix de modélisation effectués dans chacune des études. Cette partie d'analyse de la modélisation est cruciale pour la bonne compréhension et interprétation des résultats issus de chacune des études et traite ainsi plusieurs aspects distincts :
 - ▶ Les choix de modélisation en termes de concurrence, comportement et information des acteurs dans les décisions d'investissement en capacité
 - ▶ Les choix de modélisation en termes d'effet du risque de rentabilité sur le coût du capital et/ou les décisions d'investissements

- ▶ Les horizons temporels et aléas modélisés : approche déterministe (1 seul scénario) vs approche probabiliste «Monte-Carlo»
- ▶ Les choix de modélisation en matière de représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de marché de court terme
- ▶ Les choix de modélisation en matière de représentation du mécanisme de capacité
- ▶ Les différentes architectures de marché étudiées

3. Une partie «Périmètre, hypothèses et données» détaillant les choix de périmètre géographique, d'horizon temporel ainsi que les données de scénarios énergétiques (évolution de la demande, de la production, du prix des combustibles, etc.) utilisées ;
4. Une partie «Principaux résultats» permettant d'analyser les résultats obtenus par chacune des études
5. Une dernière partie «Analyse critique» apportant un avis sur l'interprétation des résultats obtenus au regard des choix de modélisation effectués.

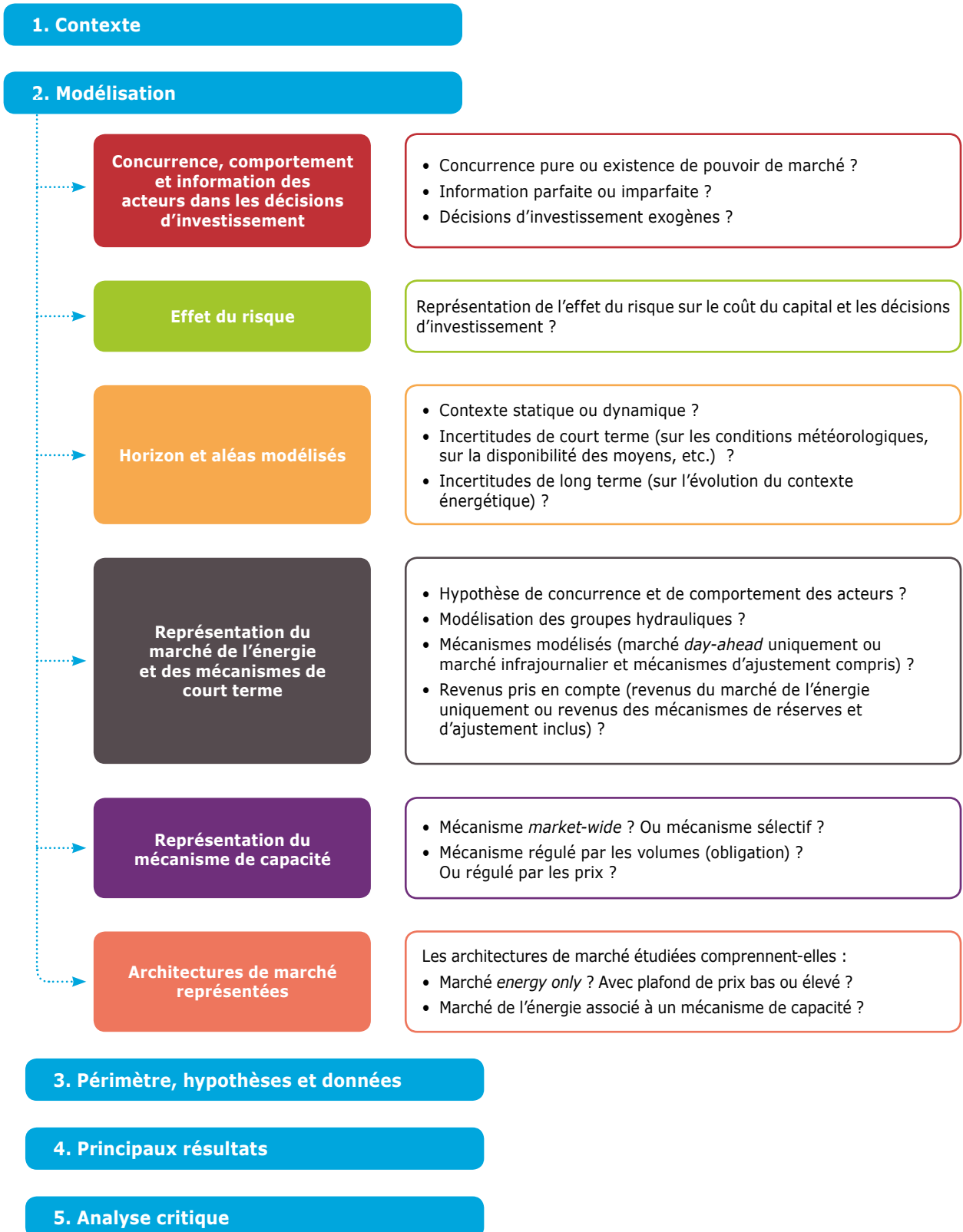
Cette grille d'analyse a été partagée avec l'ensemble des acteurs, dans le cadre du groupe de travail «Études économiques sur l'impact du mécanisme de capacité», issu de la Commission Accès aux Marchés du CURTE. Elle a été unanimement soutenue.

Une illustration graphique synthétique est proposée page suivante.

Cette grille d'analyse a été appliquée séparément à chacune des études recensées. Les fiches détaillées décrivant chaque étude sont proposées en annexe 1. Dans la suite de cette partie, une analyse comparative est proposée sous forme de tableau, afin d'identifier les points communs, les différences et les spécificités des choix de modélisation des sept études considérées.

39. GT Études économiques sur l'impact du mécanisme de capacité du CURTE du 11/05/2016

Figure 8. Synthèse de la grille d'analyse des études d'impact du mécanisme de capacité



2.2 Analyse comparative et limites des études existantes

Les études d'impact décrites ci-dessus présentent un certain nombre de différences en termes de choix et de périmètres de modélisation. Le tableau de synthèse ci-après récapitule l'ensemble de ces choix en reprenant les caractéristiques de la grille de lecture appliquée pour l'analyse comparative.

Les propriétés des modélisations mises en œuvre sont en pratique déterminantes pour l'interprétation des résultats obtenus. Il est ainsi essentiel de pouvoir analyser précisément les différents modèles utilisés et leur paramétrage pour déterminer les conditions de validité des résultats. En particulier, il convient de pouvoir distinguer les aspects de modélisation qui sont essentiels pour analyser l'impact du mécanisme de capacité français, de ceux qui apportent une plus-value mais apparaissent plutôt secondaires pour l'analyse.



En premier lieu, certains éléments de modélisation sont ainsi des prérequis indispensables pour tirer des conclusions sur l'intérêt économique d'un mécanisme de capacité ayant les caractéristiques du mécanisme français (« must-have »).

Ceux-ci sont listés ci-dessous et sont répertoriés dans le tableau de synthèse au moyen de coches vertes et de croix jaunes ou rouges. Les études qui n'intègrent pas une représentation satisfaisante de ces éléments (signalées donc par une croix rouge dans le tableau de synthèse) ne sont donc pas appropriées pour évaluer l'impact du mécanisme de capacité français.

- Une représentation des décisions d'investissement, de mise sous cocon et de fermeture, endogène et basée sur un critère de rentabilité économique des capacités. Dans la logique du marché de l'électricité libéralisé, c'est en effet le critère de rentabilité économique qui guide les décisions des acteurs de maintenir en service ou non des actifs de production et d'effacement ou d'investir dans de nouveaux actifs. De plus, le mécanisme de capacité a notamment pour effet d'apporter une rémunération complémentaire aux capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, et donc d'assurer leur viabilité économique et leur présence dans le mix (maintien en fonctionnement, ou nouvel investissement), là où

une architecture de marché basée uniquement sur le marché de l'énergie est susceptible d'échouer à maintenir un bon niveau de sécurité d'approvisionnement. Supposer que les investissements sont inchangés quelle que soit l'architecture de marché constitue donc un choix qui disqualifie une étude d'impact portant sur les effets associés à la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité ;

- Une modélisation du mécanisme de capacité compatible avec l'architecture du mécanisme français, i.e. un mécanisme de marché, régulé par les quantités (obligation de capacité), et auquel toutes les capacités peuvent participer (*market-wide*). Dans le cas où le mécanisme de capacité considéré est très différent du mécanisme français, par exemple régulé par les prix via un système de paiement de capacité sélectif, et renvoie donc des incitations économiques très différentes aux acteurs, l'étude ne permet pas d'analyser spécifiquement les impacts du mécanisme français ;
- Un paramétrage pertinent du mécanisme de capacité. Ainsi, dans certaines études, le volume cible de capacités est volontairement surdimensionné. Dans ce cas, les études considérées n'évaluent pas l'intérêt économique en soi d'un mécanisme de capacité mais évaluent la perte de valeur liée à l'existence d'un mécanisme de capacité mal calibré ;
- Une représentation des aléas de court terme (aléas météorologiques et sur la disponibilité des moyens de production et d'effacement) et de leur influence sur le coût du capital et les décisions d'investissement des acteurs. Comme discuté en partie 1.1.4, cette prise en compte de du risque apparaît essentielle, en particulier pour comparer les impacts d'un mécanisme de capacité avec ceux d'une architecture de marché *energy only*.



En second lieu, d'autres éléments de modélisation semblent intéressants mais pas nécessairement indispensables (« nice to have ») pour apporter une évaluation fine de l'impact des mécanismes de capacité. Ils sont signalés dans le tableau par des coches vertes ou des croix jaunes. Leur absence de prise en compte est dommageable et peut éventuellement conduire à un biais sur les résultats mais elle ne disqualifie pas, à elle seule, une étude d'impact du dispositif français :

- Une représentation de la dynamique d'investissements sur un horizon pluriannuel.

Tableau 3. Synthèse de l'analyse comparative des études existantes

	(1) CE-E3MLab	(2) FTI-CL	(3) CEEM	(4) UFE-BDEW	(5) DECC	(6) Frontier Economics - Consentec	(7) Thema
Décisions reposant sur un calcul de rentabilité des actifs (pour les filières non pilotées par la puissance publique)	X Oui, sauf pour une partie des capacités	✓	✓	✓	✓	✓	X Non
Type(s) de mécanisme de capacité modélisés	X Mécanisme de capacité market-wide stylisé	✓	✓	✓	✓	✓ Divers mécanismes étudiés : market-wide, appel d'offre ciblé, réserve stratégique	X Paiement de capacité sélectif
Paramètres du mécanisme de capacité	? Critère de marge non explicité	✓	✓	✓	X LOLE à 3h + marge 3 GW	X LOLE à 3h sans contribution des interconnexions	X Rémunération égale au missing money des TAC
Représentation de l'effet du risque sur le coût du capital et les décisions d'investissement	X Exogène (coût du capital différencié arbitrairement selon le market design)	✓	✓	✓	X	X	X
Aléas de court terme (météorologiques, disponibilité des groupes, etc.) et prise en compte dans le risque	X Aléas de court terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	✓	✓	✓	X	X	X
Dynamique d'investissements	✓ Oui, simulation des investissements, mises sous cocon et déclassements sur un horizon pluriannuel	✓	✓	X Non, photo 2030	✓	✓	✓
Aléas de long terme (trajectoires sur les EnR, la demande, le contexte énergétique, etc.) et prise en compte dans le risque	X Aléas de long terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	X	X	X	X	X	X
Pouvoir de marché sur le marché de capacité	X	X	X	X	X	X	X Non applicable (pas de marché)
Pouvoir de marché sur le marché de l'énergie	✓ Oui, mark-ups (plus ou moins élevés selon la présence d'un mécanisme de capacité)	✓ Oui, existence d'un mark-up sur les prix d'offre	X Non, concurrence pure	X	✓ Oui, existence d'un mark-up sur les prix d'offre	X Non, concurrence pure	X Divers régimes de concurrence
Rationalité des acteurs	X Rationalité et information parfaite	X	✓ Rationalité et information imparfaites	X	X	X	X

- ▶ Une représentation des aléas de long terme sur l'évolution du contexte macro-économique et énergétique (incertitudes sur l'évolution de la demande, de la pénétration des énergies renouvelables, des prix des combustibles, etc.) et de leur influence sur les décisions d'acteurs.



Enfin, en dernier lieu, certaines caractéristiques de modélisation constituent des éléments différenciant et permettent d'apporter des éclairages complémentaires mais apparaissent plutôt accessoires, voire sont susceptibles de compliquer l'analyse et l'interprétation des résultats (signalées en gris dans le tableau). En pratique, ces caractéristiques accessoires correspondent à des hypothèses s'écartant du cadre théorique de la concurrence pure et parfaite :

- ▶ Une représentation des comportements stratégiques des acteurs en situation concurrence imparfaite (utilisation de pouvoir de marché sur les marchés de l'énergie et de la capacité). La modélisation de comportements stratégiques est un exercice complexe qui nécessite de représenter à la fois la recherche d'optimisation de profit des acteurs (ce qui est en soi techniquement modélisable) mais aussi les limites imposées par le cadre de régulation et les capacités de détection des autorités de régulation⁴⁰ ;
- ▶ Une représentation des processus de décisions réels des acteurs en présence d'information et de rationalité imparfaite.

La liste des caractéristiques répertoriées ci-dessus, et retranscrite dans le tableau de synthèse, n'est évidemment pas exhaustive pour décrire le périmètre des études menées. D'autres aspects de modélisation ou d'autres paramétrages permettent par ailleurs

Encadré 3 : La différence entre les coûts marginaux et les prix offerts sur les prix de l'énergie et leurs impacts sur la rentabilité économique des capacités et la nécessité des mécanismes de capacité

On trouve, dans la littérature économique, un certains nombres d'études qui font l'hypothèse que les exploitants de capacités formulent des offres sur le marché de l'énergie à des prix supérieurs à leurs coûts marginaux, notamment en situation de tension sur l'équilibre offre-demande. L'écart est le plus souvent appelé *mark-up*. Ce type de stratégie d'offre s'écarte de celui attendu dans le cadre de la concurrence pure et parfaite et relève l'exercice d'un pouvoir de marché. En effet, en situation de tension sur l'équilibre offre-demande ou en d'autres termes lorsque les marges de capacité sont faibles, tous les exploitants de capacité deviennent indispensables à l'équilibrage et sont dits « pivots » (au sens de l'indice de fournisseur pivot). Ils peuvent alors augmenter leurs prix d'offre sans craindre d'être évincé par un concurrent et ainsi s'assurer une augmentation de leur rente infra-marginale. La prise en compte et la modélisation de ce type de comportements stratégiques – en principe prohibés par le droit de la concurrence – permet d'améliorer le bilan économique des capacités de production et d'effacement, notamment lorsque leurs seuls revenus sont issus du marché de l'énergie.

Dans le débat public au niveau européen, certains suggèrent que ces *mark-up* constituent un exercice légitime du pouvoir de marché qui devrait être autorisé afin d'assurer la rentabilité économique des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. En réalité, pour qu'il en soit ainsi, il faudrait que la majoration des prix d'offre compensent exactement le *missing money* des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La problématique serait alors probablement renvoyée au régulateur qui serait chargé de définir les limites entre l'exercice d'un pouvoir de marché raisonnable et légitime permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement et l'exercice d'un pouvoir de marché illégitime, nuisible pour le fonctionnement concurrentiel des marchés de l'électricité. Cet exercice, qui semble *a priori* très délicat, reviendrait finalement à lourdement réguler le processus de fixation des prix de l'énergie sur les marchés de l'électricité.

40. En pratique, du fait des choix de conception initiaux et grâce aux évolutions introduites suite à l'enquête approfondie de la Commission européenne, le mécanisme de capacité français intègre aujourd'hui un ensemble de mesures permettant de limiter les risques d'utilisation de pouvoir de marché par les acteurs.

de différencier les études (par exemple, le périmètre géographique choisi, la représentation ou non des enjeux d'harmonisation européenne ou de participation des capacités transfrontalières, la représentation ou non des mécanismes de réserves et d'équilibrage du système, la comparaison des impacts économiques avec d'autres interventions de politique énergétique, etc.) et sont décrits plus précisément dans les fiches détaillées proposées en annexe. Ces éléments sont cependant moins importants pour évaluer la pertinence de chacune des études d'impact du mécanisme de capacité.

Comme indiqué précédemment, les mentions accompagnées d'une croix rouge dans le tableau mettent en évidence les choix de modélisation incompatibles avec l'analyse des impacts spécifiques au mécanisme de capacité français. C'est notamment le cas pour des études dans lesquelles :

- ▶ les décisions d'investissement ne sont pas toujours simulées sur la base de critères de rentabilité des actifs de production et d'effacement (étude Thema) ;
- ▶ l'impact du risque sur le coût du capital n'est pas systématiquement modélisée de manière endogène pour discriminer les architectures de marché (études CE-E3MLab, DECC, Frontier Economics, Thema) ;
- ▶ la représentation du mécanisme de capacité dans la modélisation est différente des choix d'architecture de marché effectués pour le mécanisme (études Thema et dans une moindre mesure CE-E3MLab) ;
- ▶ il est représenté un mécanisme de capacité mal dimensionné, conduisant à viser une situation de surcapacité par rapport à l'optimum économique (études DECC, Frontier Economics, Thema).

Parmi les sept études répertoriées, quatre présentent donc des choix de modélisation rédhitoires pour apporter des conclusions robustes sur l'impact du mécanisme de capacité.

- ▶ L'étude Thema cumule de nombreux biais de modélisation qui empêchent de tirer des conclusions sur l'impact du mécanisme de capacité français : l'aversion au risque et les aléas de court terme ne sont pas représentés, le mécanisme de capacité considéré est à l'opposé de l'architecture du mécanisme français et il est de surcroît mal dimensionné. Enfin, le volume total d'investissements en capacités est fixé

de manière exogène et n'est pas supposé influencé par l'architecture de marché⁴¹ et les incitations économiques afférentes.

- ▶ Un deuxième ensemble d'études, regroupant celles du DECC et de Frontier Economics, présente des modélisations assez proches, permettant toutes deux la modélisation d'un mécanisme de capacité représentatif du modèle français. En revanche, elles présentent toutes deux, une double limite : d'une part, elles ne permettent pas de représenter les incertitudes sur les aléas de court terme (météorologiques notamment) et donc leur influence sur le risque financier et les décisions d'acteurs ; et d'autre part, le mécanisme de capacité considéré est supposé être surdimensionné par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement de référence. Ces études tendent à démontrer que des mécanismes de capacité mal dimensionnés (i.e. visant une cible de capacité supérieure à l'optimum) seraient moins bénéfiques, voire susceptibles d'engendrer des surcoûts importants pour le système électrique. Elles permettent donc de renforcer l'idée que le bon dimensionnement des mécanismes de capacité est un élément déterminant de leur efficacité.
- ▶ Enfin, l'analyse d'impact récente de la Commission européenne occupe une place un peu à part. Certains aspects de modélisation témoignent d'une volonté de représenter des caractéristiques essentielles du fonctionnement des marchés de l'électricité, mais leur représentation semble très imparfaite. Par exemple, l'effet du risque sur les décisions d'investissement des acteurs est mentionnée dans l'analyse qualitative et représentée dans le modèle par un coût du capital différencié, mais cette différenciation des coûts du capital est exogène et fixée indépendamment du risque constaté. L'étude ne permet donc pas de répondre aux interrogations sur le niveau de risque perçu par les exploitants de capacité dans les différentes architectures de marché. Autre exemple : le mécanisme de capacité modélisé correspond bien à un mécanisme *market-wide* et basé sur une courbe de demande et un critère de sécurité d'approvisionnement mais (i) le mécanisme est « stylisé » et ne représente en fait pas un marché dans lequel les moyens de production et d'effacement offrent à leurs coûts marginaux de capacité⁴² et (ii) le critère de marge utilisé

41. Seule l'allocation des investissements entre les pays ou entre les filières est éventuellement modifiée en fonction des conditions de rémunération prévue par l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité dans un ou plusieurs pays.

42. Plus précisément, le prix d'équilibre de la capacité est déterminé comme une fonction du ratio entre la capacité offerte et la capacité demandée.

Encadré 4. Les plafonds de prix : seul élément de justification des mécanismes de capacité historiquement représenté dans les modèles ?

Comme discuté en partie 1, le fonctionnement réel des marchés de l'énergie peut s'écarter du modèle théorique de l'architecture *energy only*, du fait de certaines particularités des marchés et processus de décision réels (défaillance de marché, comportement des acteurs, etc.). Une de ces caractéristiques bien connue et largement documentée correspond à l'existence de plafonds de prix, qui sont généralement fixés à des niveaux considérés comme inférieurs au coût de l'énergie non distribuée. Ces plafonds peuvent donc (dans le cas d'un marché *energy only*) conduire à une sous-rémunération des capacités de production et d'effacement par rapport à leur contribution effective à la réduction du nombre et de l'ampleur des situations de pénurie, et par voie de conséquence à des sous-investissements par rapport au niveau optimal de capacités.

L'impact de ces caps de prix sur le marché de l'énergie peut être aisément modélisé dans les modèles d'optimisation des investissements et du dispatch qui sont classiquement utilisés pour évaluer l'évolution du mix à long terme. Il suffit en effet de modifier le coût apparent de l'énergie non distribuée dans ces modèles de *unit commitment* pour évaluer les effets sur la rentabilité des capacités de production et d'effacement. Par conséquent, la modélisation des plafonds de prix et de leurs impacts sur la sécurité d'approvisionnement a été largement analysée dans de nombreuses études, notamment celles visant à éclairer le débat public autour des évolutions possibles pour l'architecture des marchés de l'électricité.

Cependant, il convient de rappeler qu'il ne s'agit pas du seul écart entre le modèle théorique du marché *energy only* et le fonctionnement réel du marché. Pour établir des recommandations sur l'évolution de l'architecture de marché, il semblerait donc nécessaire de ne pas s'arrêter aux conclusions des études ayant pour seul objet l'effet des caps de prix. En effet, si dans ces études l'augmentation des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie apparaît comme la solution parfaite pour résoudre les problèmes d'investissement, cela tient avant tout aux choix de modélisation et aux simplifications dans la représentation du marché. En réalité, il existe de nombreuses raisons de douter qu'un tel rehaussement des plafonds de prix puisse effectivement conduire à assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment car les pics de prix restent des phénomènes rares et la question de l'impact de l'amplitude du pic sur la décision d'investissement dépend (i) de la capacité de représentation par les acteurs de leur occurrence (difficulté à estimer la probabilité d'un phénomène rare) et (ii) de l'aversion au risque.

Par ailleurs, dès lors que l'on suppose qu'il existe une aversion au risque des investisseurs et donc un impact du risque sur le coût du capital (i.e. coût de financement des projets), un dispositif permettant de réduire le risque (comme cela est le cas pour un mécanisme de capacité) crée de la valeur, même pour un niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé. Or, les modélisations utilisées, notamment dans les études les plus anciennes, omettent parfois cet aspect du fonctionnement des marchés de l'électricité, alors que celui-ci semble être déterminant pour évaluer la pertinence des différentes architectures de marché, et en particulier pour comparer les impacts d'un mécanisme de capacité avec une architecture de marché *energy only*.

pour le dimensionnement du mécanisme n'est pas précisé. Enfin, si les décisions de maintien ou non des capacités dans le marché sont bien basées sur un critère de rentabilité économique, il est important de noter que l'analyse suppose l'existence, quelle que soit l'architecture de marché considérée, d'une réserve spécifique contractualisée par le GRT pour assurer un volume total de capacités par pays égal à celui nécessaire pour assurer la sécurité

d'approvisionnement (i.e. le niveau de capacités obtenu dans le scénario de référence EUCO27 de la Commission). En réalité, l'architecture labellisée EOM dans l'étude n'est pas une architecture *energy only* puisqu'elle intègre un mécanisme de réserve spécifique permettant de respecter un niveau de sécurité d'approvisionnement défini. L'étude ne peut donc pas évaluer l'impact de l'architecture de marché sur le respect d'un critère de sécurité

d’approvisionnement. En revanche, elle met à nouveau en évidence le fait que de nombreuses capacités nécessaires à la sécurité d’approvisionnement ne parviennent pas à couvrir leurs coûts fixes avec les revenus du seul marché de l’énergie. Les rédacteurs de l’étude menée pour la Commission européenne semblent d’ailleurs conscients des limites méthodologiques de l’étude et des conclusions qui peuvent en être tirées :

«Despite the sophisticated approach of the PRIMES-OM model, we take a clear position that the model is not able to answer the question whether an energy-only market is a better design than a market with a capacity mechanism. The modelling difficulties and the impossibility of verifying the modelling assumptions lead us to this statement.»

Finalement, les quatre études mentionnées ci-dessus ne permettent pas de tirer des conclusions quant aux impacts et à la valeur apportée par la mise en place du mécanisme de capacité en France.

À l’inverse les approches utilisées dans les trois autres études (études FTI-CL, UFE-BDEW, CEEM) sont pertinentes et adaptées pour l’analyse d’impact du mécanisme de capacité français : elles reposent sur une représentation des décisions des acteurs basés sur un critère économique, représentent les aléas (ou au moins une partie de ceux-ci) et les effets du risque sur la prise de décision des acteurs (aversion au risque et/ou effet sur le coût du capital). Les choix précis de modélisation diffèrent entre ces trois études. Les différences de modélisation portent sur (i) la représentation du périmètre géographique (prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d’approvisionnement vs approche France isolée), (ii) la dynamique temporelle et pluriannuelle des décisions d’investissement dans de nouvelles capacités (approche dynamique vs représentation d’une « coupe annuelle ») ou (iii) l’information à disposition des acteurs et leur degré de rationalité économique dans leur prise de décision. Dans la mesure où ces études reposent sur un socle commun de modélisation pertinent (prise de décision d’investissement et déclassement sur un critère de rationalité, existence

d’un effet du risque sur la décision/le coût du capital), les différences de modélisation rendent ces études complémentaires et permettent donc de disposer de résultats consolidés sur les impacts sur le mécanisme de capacité.

Elles permettent de tirer les principales conclusions suivantes :

- ▶ En présence d’imperfections dans le fonctionnement des marchés de l’énergie, une architecture de marché *energy only* ne permet pas d’assurer la sécurité d’approvisionnement à long terme, et conduit à des espérances de défaillance élevées (de l’ordre de 10 heures par an), incompatibles avec le critère de référence fixé par les pouvoirs publics. Dans ce type de situation, un parc dimensionné sur le critère public de sécurité d’approvisionnement (une espérance de défaillance de 3 heures/an) n’arrive pas à trouver sa rentabilité (existence de *missing money*).
- ▶ Introduire un mécanisme de capacité pour remédier aux imperfections des marchés de l’énergie conduit à des bénéfices nets pour la collectivité de l’ordre de plusieurs centaines de millions d’euros par an. Ces bénéfices découlent de la réduction du volume d’énergie non distribuée et de la diminution du coût d’accès au capital induites par la mise en œuvre d’un cadre d’investissement plus sécurisant pour les acteurs de marché.
- ▶ Essayer de corriger les imperfections des marchés de l’énergie en augmentant les plafonds de prix peut avoir des effets indésirables. En effet, une architecture de marché *energy only* dans laquelle les plafonds de prix seraient élevés au niveau de la valeur attribuée à l’énergie non distribuée conduit à des risques élevés sur la rentabilité des capacités de pointe (production et effacement). Ces risques sur la rentabilité des actifs se traduisent (i) par un potentiel sous-investissement et un non-respect du critère de sécurité d’approvisionnement⁴³ et (ii) par des surcoûts de financement pour les acteurs, à l’origine d’une perte de valeur pour la collectivité dont l’ampleur peut être estimée à plusieurs centaines de millions d’euros par an par rapport à une architecture de marché avec mécanisme de capacité, dans laquelle le risque sur la rentabilité des capacités est largement réduit.

43. Plus précisément, il serait possible d’assurer la sécurité d’approvisionnement avec un marché *energy only* mais selon l’hypothèse d’aversion au risque des acteurs cela pourrait nécessiter de fixer le plafond de prix à un niveau supérieur au coût de l’énergie non distribuée.

En revanche, le tableau synthétique présenté ci-dessus fait apparaître des points de modélisation qui ne sont traités dans aucune étude existante, en particulier :

- ▶ **la modélisation des aléas de long terme sur l'évolution du contexte énergétique.** En effet, dans chacune des études analysées, l'évolution du contexte économique et énergétique de référence à long terme est supposé parfaitement connue et anticipée par l'ensemble des acteurs et des investisseurs. Ceux-ci ne portent donc pas le risque financier résultant des incertitudes sur l'évolution des prix de l'énergie et de la capacité à long terme. Le mécanisme de capacité peut dès lors apparaître comme particulièrement « dérisquant ». Un des objectifs de l'analyse d'impact de RTE est de dépasser cette limite. L'analyse est détaillée dans la suite dans la partie 3.
- ▶ **les effets de pouvoir de marché (concurrence imparfaite) sur le marché de capacité.** Si les questions autour de la concurrence sur le marché

ont déjà été fait l'objet d'analyses dans le rapport d'accompagnement des règles de 2014 et si certains comportements d'acteurs ont plus récemment été étudiés par RTE afin d'éclairer les enjeux associés aux évolutions de règles proposées à la Commission européenne par les autorités françaises, aucune modélisation n'a à ce jour analysé de manière exhaustive les comportements d'acteurs en situation de pouvoir de marché sur le mécanisme de capacité. Au-delà de la complexité à mener ce type d'études, en représentant à la fois le pouvoir de marché et les limites et possibilités de contrôles des autorités de régulation, l'intérêt, dans le cadre de l'analyse spécifique du mécanisme français, est discutable, vu l'ensemble des mesures de transparence et des dispositifs contraignants pour les acteurs (notamment l'obligation de passage d'une partie significative par le marché organisé pour les acteurs « intégrés ») qui ont été introduites, notamment suite à l'enquête approfondie de la Commission européenne.

3. UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE COMPLÉMENTAIRE MENÉE PAR RTE SUR L'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

3.1 Objectifs de l'étude

L'objectif de l'étude menée par RTE est de compléter les études publiques pré-existantes en représentant plus fidèlement le fonctionnement des marchés et le comportement des acteurs. L'étude s'attache notamment à compléter la représentation des risques portant sur la rentabilité des investissements en capacités de production (et d'effacement) et la représentation de la prise de décision d'investissement en avenir incertain, y compris avec des incertitudes «de long-terme» portant sur le contexte énergétique (incertitudes sur la croissance de la demande, le rythme de développement des EnR, etc.).

En effet, comme détaillé ci-dessus, les études existantes dans la littérature ne prennent pas en compte le risque de «long-terme» sur les décisions d'investissement. Les représentations du mécanisme de capacité qui en résultent conduisent à simuler un mécanisme réduisant très fortement les risques, *a priori* bien plus que ce qui est réellement susceptible de se produire. Cela se traduit par un prix de la capacité qui ne présente aucune incertitude/volatilité pour les investisseurs. Par exemple, l'étude UFE-BDEW s'attache à calculer un parc adapté aux conditions d'architecture de marché et à horizon 2030, ce qui suppose implicitement un prix de la capacité fixe et garanti pour toute la durée de vie des centrales. L'étude FTI-CL suppose quant à elle une anticipation parfaite des trajectoires de prix de l'énergie et de la capacité à long terme dans les prises de décision d'investissement. Dans ces conditions, le mécanisme de capacité est susceptible d'apparaître particulièrement dérisoire et permet alors, quoi qu'il arrive, de respecter le critère de 3 heures de défaillance par an en espérance. Or, en présence d'incertitudes sur l'évolution conjoncturelle de la demande et de l'offre, et par exemple en cas d'un choc sur la demande non

anticipé, il est possible que les délais de construction de nouvelles centrales ne permettent pas la construction, dans les temps, des moyens de production nécessaires au respect du critère des 3 heures.

En pratique, les investisseurs souhaitant investir dans des projets de capacités doivent faire face à de nombreuses incertitudes sur l'évolution des conditions de marché à long terme (évolution de la demande, évolution des prix des combustibles, de l'énergie et de la capacité, développement éventuel de nouvelles technologies, etc.) pouvant affecter la rentabilité de leurs projets.

Le mécanisme de capacité doit permettre d'assurer aux exploitants de capacité une rémunération pour leur contribution à la réduction du risque de défaillance (i.e. pour leur disponibilité à la pointe), qui soit indépendante des aléas météorologiques. Ainsi, dans une architecture de marché avec mécanisme de capacité, les revenus annuels des moyens de production et d'effacement, et en particulier ceux des capacités de pointe et d'hyper-pointe sont moins dépendants de l'occurrence des vagues de froid. Cela contribue à réduire le risque financier pesant sur les revenus de ces capacités.

En revanche, dans son architecture initiale, le mécanisme de capacité n'avait pas pour vocation de supprimer la composante de risque correspondant aux aléas de long terme pouvant affecter l'évolution du contexte économique et énergétique. Les certificats de capacité prévus par le mécanisme français étant des contrats à durée annuelle, il n'existe à ce jour pas de cadre standardisé pour que les exploitants de capacité puissent vendre leurs certificats à un prix garanti sur le long terme⁴⁴. Néanmoins, la question du risque de long terme est devenue un point majeur des discussions entre les autorités françaises et la Commission européenne, dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité

⁴⁴. C'est une différence avec le mécanisme de capacité britannique qui permet à de nouvelles capacités de bénéficier d'une rémunération garantie sur une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans.

français. Cette question a été résolue par la mise en place d'un dispositif de sécurisation des revenus capacitaires pour les nouvelles capacités afin de faciliter leur émergence sur le marché français. Ce dispositif spécifique aux nouvelles capacités consistera en un système de contrats pour différence permettant de donner aux investisseurs de la visibilité sur leurs revenus capacitaires.

L'étude présentée dans la suite de cette section a donc vocation à combler une lacune des études existantes en apportant une représentation plus fine du risque de long terme dans les décisions d'investissement des acteurs de marché. La modélisation construite permet ainsi de représenter le caractère incertain du contexte dans lequel les acteurs de marché prennent des décisions d'investissement et en particulier de tenir compte des délais de construction pouvant exister entre la prise de décision d'investir dans une nouvelle capacité et l'arrivée effective de cette capacité sur le marché.

L'analyse a également conduit à un approfondissement de la représentation du risque, en intégrant une modélisation de l'impact sur les coûts de financement des investissements (i.e. le coût moyen pondéré du capital), ou encore à une amélioration de la représentation, plus exhaustive, des aléas de court terme pouvant peser sur l'équilibre offre-demande et donc sur les revenus des capacités (aléas météorologiques, sur les stocks hydrauliques et sur les indisponibilités fortuites et programmées des capacités de production).

En outre, la modélisation conçue a permis d'étudier des questions complémentaires sur le market design, notamment l'impact de différentes combinaisons en termes de plafonds de prix sur les marchés de l'énergie et de la capacité. Par exemple, les impacts (notamment sur le risque perçu par les acteurs) d'une architecture de marché alliant marché de l'énergie avec plafond de prix élevé et mécanisme de capacité ont pu être étudiés, là où d'autres études n'envisageaient pas une telle architecture.

Enfin, la méthodologie de simulation des investissements à long terme développée dans cette étude d'impact permettra de poser un cadre d'analyse qui pourra ensuite être utilisé pour apporter des éléments de quantification et éclairer la concertation à venir sur le dispositif spécifique aux investissements dans les nouvelles capacités, dont l'entrée en vigueur interviendra en 2019, conformément aux engagements pris par les autorités françaises lors de la négociation avec la Commission européenne.

3.2 Méthodologie, modélisation et hypothèses

3.2.1 Principes méthodologiques généraux

L'approche méthodologique et la modélisation retenue pour réaliser cette étude permettent de répondre aux objectifs susmentionnés. Elles reposent sur les principes directeurs suivants :

- ▶ L'approche méthodologique doit permettre de représenter sur le long terme (sur un horizon d'une quinzaine d'années) les décisions d'acteurs de marché en termes d'investissements, de maintien, de mise sous cocon ou de fermeture de capacités, en fonction de l'architecture de marché, des conditions de rentabilité de l'ensemble des capacités du mix, et des signaux de prix des marchés de l'énergie et de la capacité. Ceci nécessite de pouvoir également modéliser le fonctionnement du marché de l'énergie, sur lequel les capacités de production et d'effacement tirent aujourd'hui une grande partie de leurs revenus, ainsi que le fonctionnement d'un éventuel mécanisme de capacité. Afin de faciliter l'interprétation des résultats et tenir compte des mesures existantes en termes de transparence et de prévention de comportements stratégiques, l'éventuel pouvoir de marché et les asymétries d'information entre acteurs ne sont pas représentés ; le comportement des acteurs de marché est supposé refléter une hypothèse de concurrence pure et parfaite.
- ▶ Le risque pesant sur la rentabilité économique des projets et son influence sur le coût d'accès au capital et sur les décisions d'investissement des acteurs de marché doit également être pris en compte. En particulier, il s'agit de représenter les diverses incertitudes qui affectent les revenus d'une capacité à travers les prix de marché : qu'il s'agisse des aléas de «court-terme» (aléas météorologiques, la disponibilité du parc de production, etc.) ou des aléas de «long terme» (tendance sur l'évolution de la demande, rythme de développement des énergies renouvelables) ; le risque porté par les acteurs de marché investissant dans des capacités de production (ou d'effacement) se traduisant *in fine* par des coûts du capital plus ou moins élevés.
- ▶ La modélisation doit permettre de représenter les contraintes sur les groupes en termes de délais de construction, afin de refléter l'évolution possible du contexte macro-économique entre la décision

d'investissement d'un acteur et la mise en service de la capacité considérée. En effet, les décisions d'investissement dans de nouvelles centrales sont généralement prises plusieurs années avant la mise en service, sur la base des informations au moment de la décision et il peut donc arriver que des centrales ne soient plus vraiment pertinentes dès leur mise en service. Les délais de construction doivent par ailleurs pouvoir être différenciés par technologie, notamment entre les capacités de production et les capacités d'effacement, ces dernières étant réputées plus rapides à mettre en service.

- La modélisation développée doit permettre d'étudier une diversité d'architectures de marché se différenciant notamment par la présence ou non d'un mécanisme de capacité et par le niveau des prix plafonds sur les marchés de l'énergie et de la capacité. En particulier, quatre architectures de marché caractéristiques ont pu être étudiées, dont les noms abrégés sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4. Architectures de marché étudiées

Mécanisme de capacité Marché de l'énergie	Sans mécanisme de capacité	Avec mécanisme de capacité et plafond de prix à 60 000 €/MW
Plafond de prix à 3 000 €/MWh	EOM 3k	EM 3k + CM 60k
Plafond de prix élevé à 20 000 €/MWh	EOM 20k	EM 20k + CM 60k

- Enfin, l'étude d'impact menée consiste finalement à comparer l'ensemble des coûts de fonctionnement du système électrique, ainsi que les décisions d'investissement et de dispatch, en fonction des différentes architectures de marché étudiées. L'analyse doit mettre en évidence les effets de l'architecture de marché sur la sécurité d'approvisionnement (espérance de défaillance), sur l'évolution du mix ou encore sur le bilan économique pour la collectivité.

Dans les sections suivantes, la modélisation, les techniques de résolution ainsi que l'ensemble des hypothèses utilisées pour la réalisation de l'étude d'impact sont détaillées.

3.2.2 Mise en application pratique et modélisation retenue

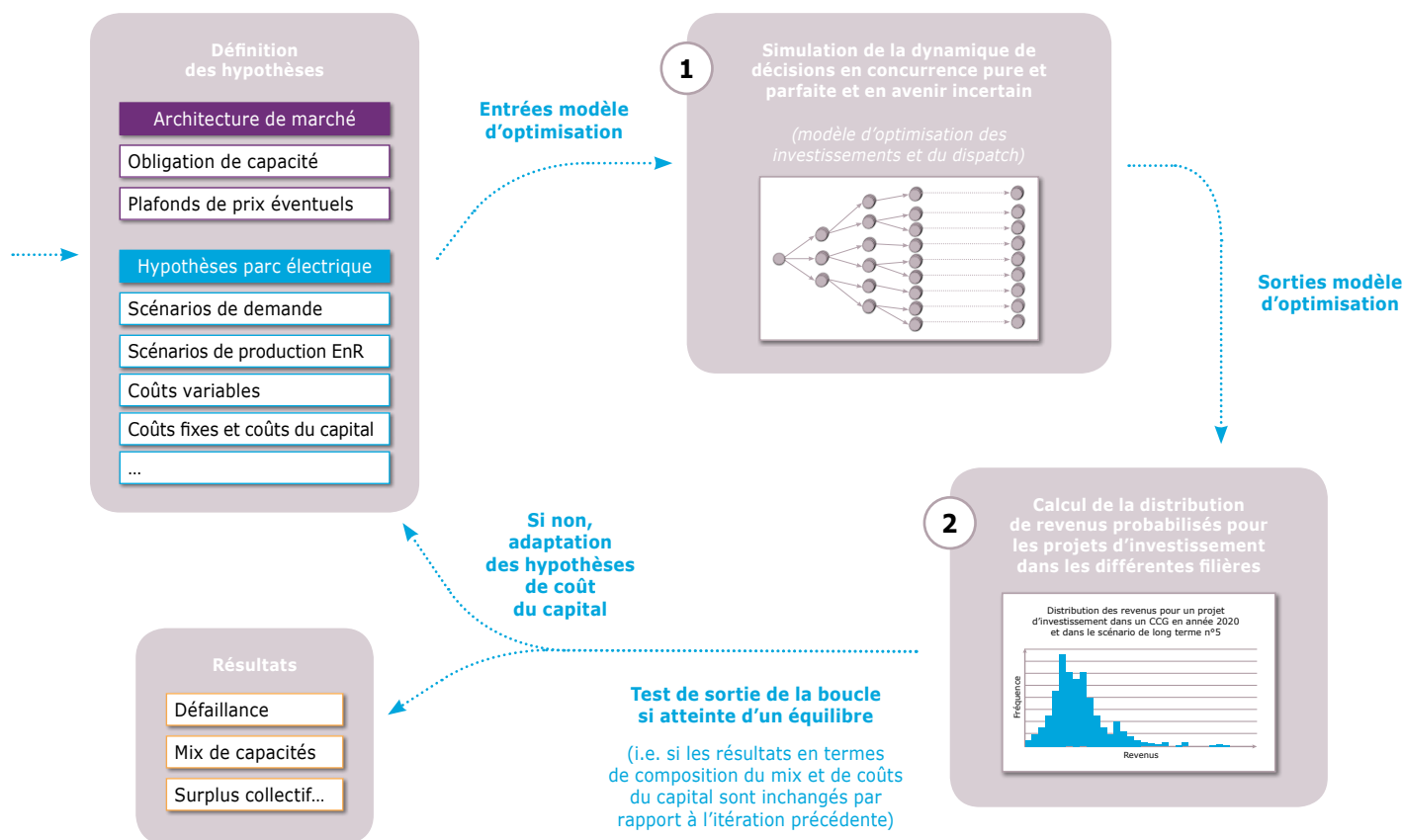
L'étude menée s'appuie donc sur un modèle de simulation des décisions prises par les acteurs en termes d'investissement, de mise sous cocon, de fermeture et de dispatch horaire des moyens de production et d'effacement. Les décisions portant sur l'évolution des capacités sont prises en avenir incertain. Il est fait l'hypothèse que (i) les acteurs ont un comportement reflétant les conditions de la concurrence pure et parfaite et que (ii) le coût de financement de leurs investissements dépend du risque financier associé.

L'objectif de la modélisation est de simuler les décisions optimales des acteurs, prises en avenir incertain, et en tenant compte de l'effet du risque sur le coût d'accès au capital. Il s'agit d'un problème d'optimisation stochastique qui a la particularité de représenter une dépendance du coût d'investissement au risque financier des projets (risque qui résulte, entre autres, des décisions d'investissement des différents acteurs).

La résolution de ce problème d'optimisation repose sur deux briques de modélisation principales qui sont utilisées de manière itérative, afin de déterminer les décisions prises par les acteurs en tenant compte de l'effet du risque sur le coût du capital.

1. Un modèle d'optimisation des investissements et du dispatch permettant de simuler les décisions d'acteurs en termes d'investissement, de maintien en service des capacités au pas bisannuel (tous les deux ans) et de dispatch au pas horaire, pour plusieurs scénarios et en fonction de l'architecture de marché (existence ou non d'un mécanisme de capacité, niveau des plafonds de prix éventuels sur les marchés de l'énergie et de la capacité). En particulier, dans ce modèle, les acteurs sont supposés investir dans de nouvelles capacités de production dès lors que l'espérance de leurs revenus couvre l'ensemble de leurs coûts fixes.
2. Une boucle de rétroaction permettant, sur la base de la distribution de revenus issue d'un précédent calcul effectué avec le modèle de simulation précédemment décrit, d'adapter les hypothèses de coûts du capital associées aux investissements dans de nouvelles capacités de production et d'effacement, en entrée du prochain calcul du modèle d'optimisation défini ci-dessus. Le coût du capital correspondant à chaque investissement possible est calculé sur la base de la distribution des revenus associés

Figure 9. Méthodologie utilisée pour la simulation des investissements et du dispatch en avenir incertain et en présence d'aversion au risque des acteurs



à cet investissement, revenus qui sont eux-mêmes obtenus en sortie du précédent calcul effectué avec le modèle d'optimisation des investissements et du dispatch.

La recherche d'un équilibre entre les décisions d'investissement simulées et les hypothèses de coût du capital se fait par itérations successives.

3.2.3 Modèle d'optimisation intertemporelle des investissements et du dispatch

Sous l'hypothèse que les acteurs ont un comportement reflétant les conditions de la concurrence pure et parfaite, les décisions (en termes d'investissement et de dispatch) doivent correspondre à une minimisation des coûts pour la collectivité⁴⁵. Par conséquent, la simulation

de ces décisions est réalisée à l'aide d'un modèle d'optimisation visant à minimiser les coûts totaux de fonctionnement du système électrique, et dont la fonction objectif intègre les composantes de coût suivantes :

- ▶ Coûts fixes d'investissement, d'opération et de maintenance et de mise sous cocon ;
- ▶ Coûts du capital, dépendant du risque financier pesant sur les investissements dans de nouvelles capacités de production et d'effacement ;
- ▶ Coûts variables de production et d'activation des effacements ;
- ▶ Coût fictif de non-respect de la contrainte d'équilibre offre-demande à tout instant : dans le modèle, ce coût fictif est fixé au niveau du plafond de prix pouvant exister sur le marché de l'énergie (typiquement 3000 €/MWh en supposant un plafond de prix égal à celui existant aujourd'hui sur le marché organisé

45. En toute rigueur, en présence d'aversion au risque, les décisions d'acteurs visent à maximiser l'utilité de leurs revenus ce qui peut revenir à une minimisation des coûts tenant compte d'une composante de coût associée au risque.

EPEX SPOT, ou 20 000 €/MWh dans l'hypothèse où le plafond de prix serait relevé), ceci afin de refléter les incitations économiques renvoyées par ce marché de l'énergie. Ce coût fictif est utilisé pour que les décisions simulées correspondent aux décisions que prendraient les acteurs, compte-tenu des incitations renvoyées. Mais le non-respect de la contrainte d'équilibre offre-demande se traduit en réalité par de l'énergie non distribuée, qui est *in fine* comptabilisée au coût socio-économique de l'énergie non distribuée, soit 20 000 €/MWh, dans le surplus collectif. Ainsi, un « retraitement » est effectué en sortie du modèle d'optimisation ;

- Coût de non-respect de la contrainte d'obligation de capacité (dans le cas où il est supposé l'existence d'un mécanisme de capacité) : de manière analogue au marché de l'énergie, ce coût peut être fixé au niveau du plafond de prix pouvant exister sur le marché de capacité, afin de refléter la rémunération maximale à laquelle peuvent prétendre les exploitants de capacité sur ce marché. Cette composante de coût est apparente dans le modèle, afin que les décisions simulées des acteurs reflètent les incitations qui leur sont renvoyées, mais n'est en revanche pas comptabilisée dans le surplus collectif, car le coût des défaillances est déjà intégré dans le coût de l'énergie non distribuée.

Les contraintes représentées dans ce modèle d'optimisation sont les contraintes d'équilibre offre-demande au pas horaire, les contraintes de puissance maximale des groupes de production et d'effacement, les contraintes liées à l'évolution des capacités de chaque filière en fonction des décisions d'investissement, de fermeture et de mise sous cocon, les contraintes de délais de construction, ainsi que les contraintes associées à l'obligation de capacité éventuelle.

La modélisation est donc axée sur les éléments qui semblent essentiels pour apporter des éclairages sur l'impact du mécanisme de capacité, à savoir une représentation du risque financier et de la dynamique temporelle des décisions d'investissement prises dans un avenir incertain, marqué par des aléas de court et long terme. Ces choix de modélisation sont faits au détriment de la représentation fine des contraintes techniques existant sur les groupes de production. Ainsi, les coûts de démarrage, les contraintes de rampe, de palier et de durées minimales de fonctionnement et d'arrêt des groupes thermiques, ainsi que les contraintes de stock ne sont pas modélisées. Pour autant, le placement de la production hydraulique ainsi que les échanges aux frontières (imports/exports

d'électricité et leur contribution à la sécurité d'approvisionnement) sont bien pris en compte mais sont fixés de manière exogène, en utilisant les résultats des simulations réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel.

3.2.4 Représentation des incertitudes de long terme, liées aux aléas sur l'évolution du contexte économique et énergétique

Les incertitudes de long terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique sont représentées au moyen d'un arbre d'aléas, dont une illustration est proposée sur la Figure 3. Chaque nœud de cet arbre d'aléas représente un futur possible et chaque bifurcation de l'arbre est associée à une possibilité d'évolution du contexte énergétique entre l'année A et l'année A+2. Par ailleurs, comme indiqué sur cette figure, à chacun des nœuds de l'arbre d'aléas est associé différents scénarios d'aléas de court terme (en particulier, des aléas météorologiques), dont la définition est précisée dans la section suivante.

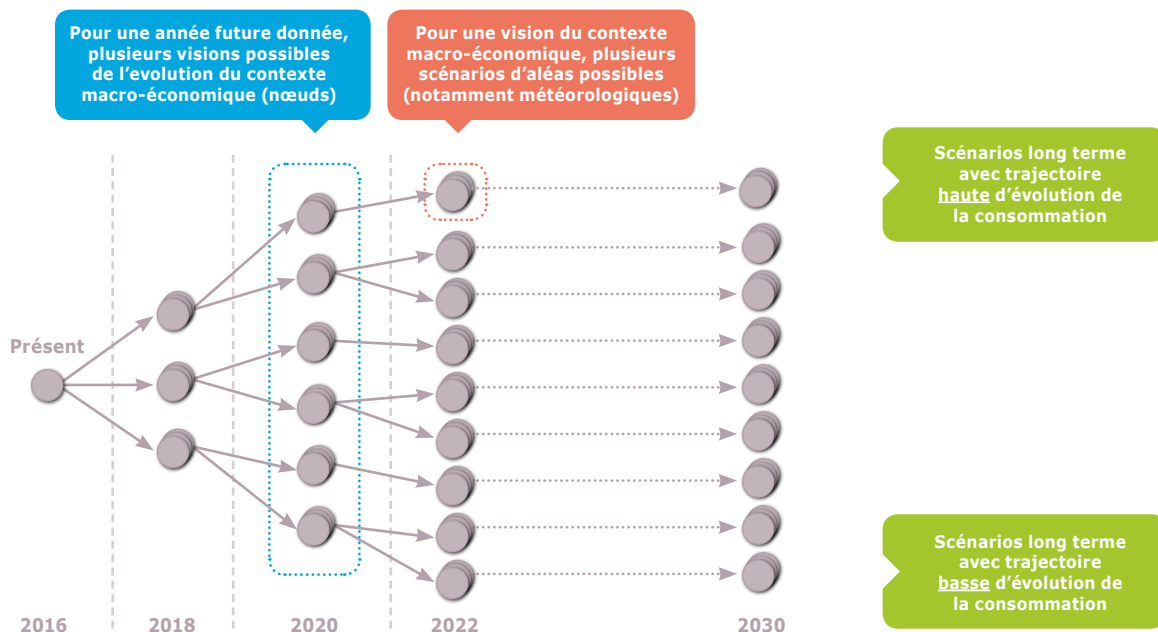
L'utilisation de cet arbre d'aléas permet ainsi de simuler la prise de décisions (investissement, mise sous cocon, fermeture ou maintien en service) en avenir incertain.

Il serait théoriquement possible de représenter une multitude de scénarios de long terme pouvant différer en termes d'évolution de la demande, d'évolution de la capacité installée en moyens de production EnR ou nucléaire, ou encore en termes d'évolution des prix de combustibles et de CO₂. Néanmoins, afin de maîtriser la taille de l'arbre d'aléas considéré, seules les incertitudes sur l'évolution de la demande et sur le rythme de pénétration des EnR (à travers la représentation de la demande nette de la production renouvelable) ont été représentées dans le cadre de cette étude. Ce choix est justifié par le fait que ces incertitudes pèsent tout particulièrement sur l'évolution de la puissance thermique appelée à la pointe et donc sur le volume de capacités nécessaires pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

L'arbre d'aléas de long-terme présente trois bifurcations tous les deux ans : une bifurcation médiane (calée sur la trajectoire 2016-2030 du scénario « Diversification » du Bilan prévisionnel publié par RTE en 2014) et des bifurcations haute et basse. Ces trois bifurcations sont supposées équiprobables.

Les trajectoires possibles pour l'évolution de la consommation en France à long terme sont calées pour respecter les principes suivants :

Figure 10. Description de l'arbre d'aléas

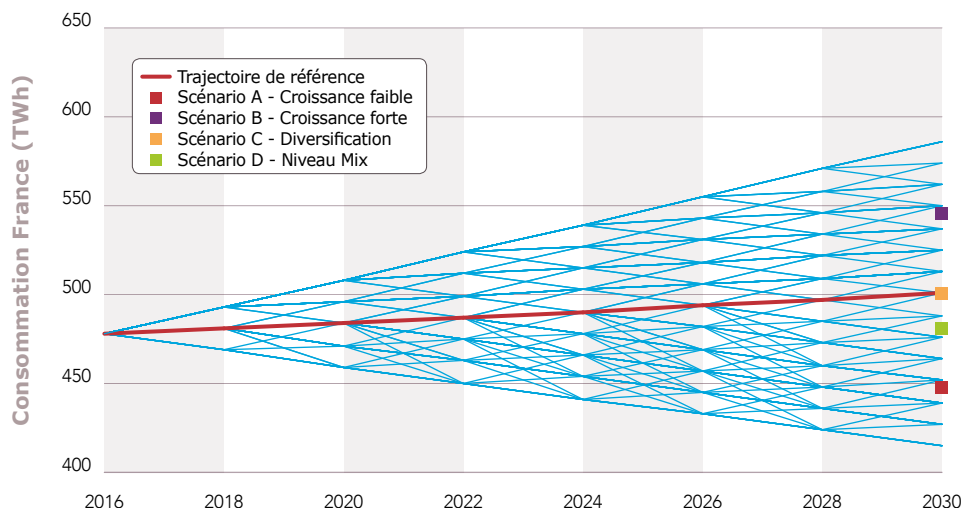


(i) L'incertitude sur l'évolution de la consommation nette d'électricité nationale entre une année A et l'année A+2 est comprise dans une fourchette allant de -12 TWh à +12 TWh autour d'une valeur de référence, conformément aux incertitudes observées sur la prévision de demande nette pour une même année entre deux bilans prévisionnels séparés de deux ans ;

(ii) Les niveaux de demande obtenus à horizon 2030 sont compatibles avec les quatre scénarios de long terme du Bilan prévisionnel 2014.

Avec trois bifurcations tous les deux ans entre 2016 et 2030 dans l'arbre des futurs possibles, le nombre de trajectoires possibles dans l'arbre d'aléas de long terme s'élève à $3^7 = 2187$.

Figure 11. Scénarios d'évolution de la consommation France à long terme



Ces trajectoires d'évolution de la consommation et du rythme de pénétration des EnR ont été définies sur la base du Bilan prévisionnel publié en 2014, dernière publication de RTE éclairant cet horizon temporel au moment de la réalisation de l'étude.

3.2.5 Représentation des incertitudes de court terme, liées aux aléas météorologiques

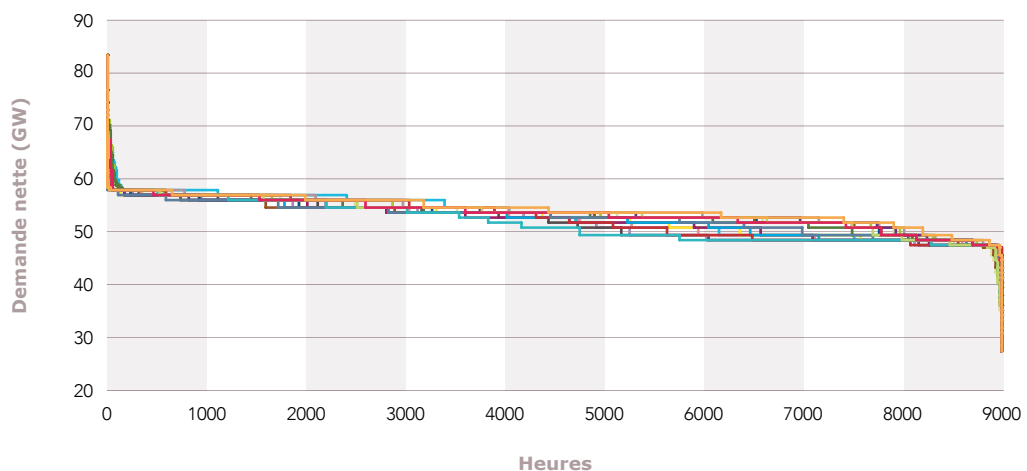
Les incertitudes de court terme portant sur les aléas météorologiques (en particulier vagues de froid), et sur la disponibilité des capacités de production sont représentées à l'aide de 100 tirages d'aléas de court terme (i.e. 100 monotones) pour chacun des nœuds de l'arbre d'aléas. Ces tirages d'aléas météorologiques sont issus

du corps d'hypothèses du Bilan prévisionnel publié en 2014.

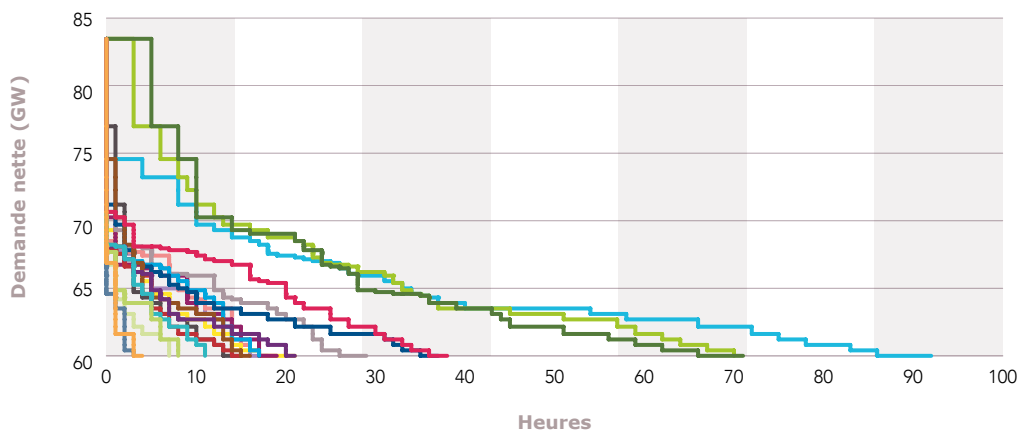
La figure 12 représente un exemple de monotones de demande nette (i.e. demande nette de la production renouvelable et des imports/exports), pour différents tirages d'aléas de court terme associés à un même nœud de l'arbre des futurs possibles (en l'occurrence le nœud correspondant au scénario médian en 2030). Par souci de lisibilité, seuls 20 tirages (sur les 100 utilisés) sont représentés ici sur ces graphiques.

Ces 100 tirages d'aléas de court terme sont croisés avec les scénarios de long terme sur l'évolution structurelle de la demande (2187 trajectoires).

Figure 12. Échantillon de 20 monotones de demande nette (i.e. demande diminuée de la production renouvelable et des imports/exports) annuelles associées aux différents tirages d'aléas météorologiques (parmi 100)



Zoom sur les 100 heures de plus forte demande nette



Encadré 5. La perception du risque par l'ensemble des acteurs des marchés de l'électricité (investisseurs, exploitants, fournisseurs, consommateurs) et impacts financiers

Les exploitants de capacité et investisseurs dans des projets de nouvelles capacités supportent un risque financier sur la rentabilité économique de leurs moyens du fait, entre autres, de l'existence d'incertitudes sur les niveaux de prix de l'énergie et de la capacité et de leurs évolutions. Ce risque se traduit de manière concrète par une augmentation du coût du capital des projets.

D'autres acteurs de marché, et notamment les consommateurs et fournisseurs d'électricité, peuvent également être affectés par le risque associé aux incertitudes sur les prix de l'énergie. Cependant, l'enjeu économique associé au risque porté par ces acteurs est moins prépondérant : les échéances temporelles et les montants correspondant à la couverture de leurs achats d'électricité étant respectivement plus rapprochées et de moindre importances que ceux associés au développement de nouvelles capacités. Dans la modélisation utilisée ici, la réduction du risque pour les consommateurs ou fournisseurs n'est donc pas supposée engendrer de bénéfice.

Il convient de noter que les exploitants de capacité et les consommateurs/fournisseurs⁴⁶ supportent des risques sur la variabilité des prix de l'énergie qui sont symétriques. Ceci incite *a priori* les producteurs et les fournisseurs (ou directement les consommateurs) à mettre en place des stratégies visant à neutraliser leurs risques réciproques.

La neutralisation de risques opposés peut s'organiser à travers l'échange de produits de couverture (produits *forward*, options, etc.). L'échange de produits *forward* correspond bien à une pratique répandue mais les couvertures ne portent en général que sur des horizons relativement courts (souvent entre 1 et 3 ans), correspondant à l'horizon des contrats de fourniture (les fournisseurs cherchent à couvrir le risque portant sur le *sourcing* de leur portefeuille de clients).

La neutralisation de risques opposés peut aussi passer par l'intégration verticale (« amont-aval ») des entreprises à travers une activité de production et de fourniture d'électricité. L'intégration verticale aura *a priori* pour effet de réduire les risques de court-terme mais pas de long-terme. Cette intégration verticale est une réalité dans le système électrique français même si les portefeuilles amont et aval des principales entreprises françaises ne sont en pratique pas complètement « équilibrés ».

Le constat (i) de l'existence de stratégies de couverture via des échanges de produits à terme entre les acteurs et (ii) du caractère intégré, même partiellement, des producteurs/fournisseurs témoigne d'un enjeu pour les entreprises à maîtriser leurs risques.

Le mécanisme de capacité apporte une contribution à la réduction des risques portés par les acteurs, ce qui génère un bénéfice pour le système électrique à travers la réduction du coût de financement des investissements en capacités de production (ou d'effacement).

Dans l'étude réalisée par RTE (ainsi que dans les études existantes analysées), ce bénéfice est évalué sans prendre en compte les effets des stratégies de maîtrise des risques telles que l'intégration verticale. Leur prise en compte pourrait conduire à moduler la valeur apportée par un mécanisme de capacité.

⁴⁶ Le porteur du risque sur la variabilité des prix dépend de la nature du contrat de fourniture (prix fixe, indexation sur prix de marché, etc.) et du type de risque. La volatilité de « court-terme » des prix de marché spot est en général, pour la plupart des consommateurs, portée par leurs fournisseurs (via des contrats à prix fixes, horo-saisonnalisés ou non). Les variations de long-terme sont par contre en général portées par les consommateurs. En effet, les contrats de fourniture proposés par les fournisseurs aux consommateurs, établis en général pour un ou deux ans, reflètent les conditions de marchés (prix *forward*) à la date de contractualisation.

3.2.6 Prise en compte du risque financier dans le coût du capital

La prise en compte de l'impact du risque se traduit de manière concrète par une variation du coût du capital des projets. Plus la rentabilité du projet considéré est sujette à risque, et plus le coût de financement (i.e. coût moyen pondéré du capital ou CMPC) de celui-ci sera élevé.

Dans la modélisation utilisée, l'hypothèse de coût du capital est donc adaptée (par itérations successives) pour correspondre au profil de risque de chaque investissement possible. Cette adaptation du coût du capital s'appuie sur l'application d'une fonction d'utilité concave à la distribution des revenus, qui est une technique utilisée dans de nombreux ouvrages académiques⁴⁷.

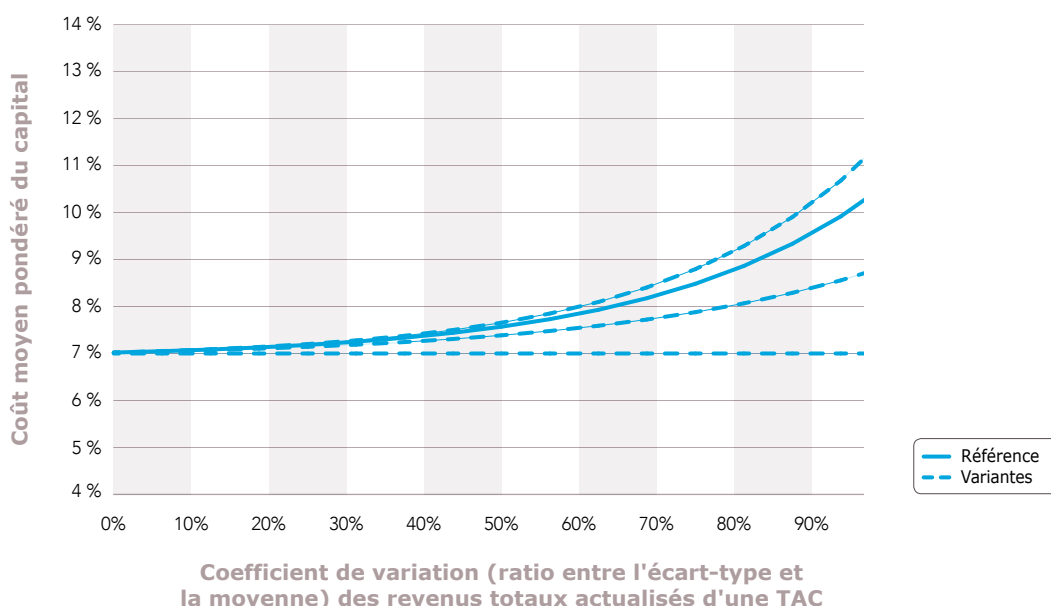
La fonction d'utilité retenue dans cette étude est une fonction exponentielle concave dont la formule et les propriétés sont détaillées en annexe du rapport. Appliquée à la distribution des revenus, celle-ci permet de calculer des primes de risque, ou ce qui est équivalent, des coûts

du capital différenciés selon le type d'investissement en capacités (i.e. la filière dans lequel l'investissement est réalisé) et selon l'année de déclenchement de l'investissement. À titre d'illustration, la Figure 13 représente l'évolution du coût du capital pour un projet de CCG en fonction du coefficient de variation (ratio entre l'écart type et l'espérance) de sa distribution de revenus.

Par ailleurs, il convient de noter que le coût du capital est ici supposé affecter directement les coûts fixes d'investissement des projets et donc que ces surcoûts de financement représentent un coût réel pour la collectivité. Ce postulat diffère des hypothèses utilisées dans d'autres études, notamment les études UFE-BDEW et CEEM, dans lesquelles il est supposé que les surcoûts de financement associés au risque n'ont qu'un effet de désoptimisation des décisions mais n'affectent pas le surplus collectif.

La modélisation du risque et son utilisation dans les décisions d'investissement a fait l'objet d'échanges entre RTE et les parties prenantes du marché électrique

Figure 13. Illustration de l'évolution du coût du capital en fonction de la distribution des revenus d'une TAC



47. AID, R. A review of optimal investment rules in electricity generation. In *Quantitative Energy Finance*, Springer, 2014. p3-40.

Encadré 6. La fonction d'utilité considérée est-elle une représentation « optimiste » de l'aversion au risque ?

La modélisation du risque par la fonction d'utilité concave décrite en annexe, permet de représenter l'effet du risque des projets sur leur coût de financement. Par ailleurs, il est supposé que les hypothèses de rationalité et d'information parfaite des acteurs sont vérifiées.

Cela se traduit par le fait que la modélisation développée dans le cadre de cette étude suppose implicitement que les acteurs et les investisseurs qui apportent les financements sont capables de calculer la rentabilité de leurs actifs dans de très nombreux scénarios d'aléas et ainsi d'évaluer la variabilité de cette rentabilité pour déterminer le coût du capital correspondant.

En pratique, la perception du risque par les investisseurs et son impact sur les décisions réelles peuvent s'écarter de ce modèle théorique. D'une part, les acteurs de marché et les investisseurs qui apportent les financements sont susceptibles de ne pas pouvoir estimer les revenus de leurs capacités sur la totalité des scénarios possibles ou d'exclure les scénarios extrêmes les moins probables.

Il pourrait donc être réaliste d'utiliser une fonction d'aversion au risque différente pour représenter le fait que les investisseurs sont susceptibles de ne pas prendre en considération les revenus ayant des probabilités d'occurrence très faibles, même si ceux-ci sont très rémunérateurs. Avec une telle représentation de la prise en compte des incertitudes dans le processus de décision des acteurs, le financement des capacités de pointe, dont l'essentiel des revenus est obtenu pendant des vagues de froid statistiquement peu fréquentes, serait particulièrement coûteux dans une architecture de marché *energy only*. Avec ces hypothèses, le gain associé à la mise en place d'un mécanisme de capacité serait plus élevé que celui évalué dans l'étude présentée ici.

français au sein d'un groupe de travail dédié. RTE mène actuellement des travaux pour approfondir cette modélisation et continuera à travailler avec les acteurs intéressés pour améliorer l'alignement entre la modélisation du risque dans les simulations et les critères de décision réels.

3.2.7 Représentation des différentes architectures de marché

Différentes architectures de marché sont étudiées, selon qu'on suppose l'existence ou non d'un mécanisme de capacité et selon le niveau des plafonds de prix pouvant exister sur les marchés de l'énergie et de la capacité. Par souci de lisibilité, les noms des simulations correspondant à chacune des architectures de marché sont abrégés et rappelés dans le tableau ci-dessous. Dans la suite, l'analyse se focalise sur la comparaison de quatre architectures de marché caractéristiques croisant d'une part deux possibilités de prix plafonds sur le marché de l'énergie et d'autre part l'existence ou non d'un mécanisme de capacité (architectures "EOM3k", "EOM 20k", "EM 3k + CM 60k" et "EM 20k + CM 60k"). Lorsque le mécanisme de capacité existe, il

est supposé que celui-ci est dimensionné pour viser un critère de 3 heures de défaillance par an en espérance. Il est également supposé que le prix plafond de la capacité est fixé à 60 000 €/MW ; en pratique, ce plafond de prix est susceptible de conduire à des situations dans lequel le critère de 3 heures n'est ponctuellement pas respecté (les acteurs obligés préfèrent payer la pénalité à 60 000 €/MW plutôt que de se couvrir en certificats de capacité à des niveaux de prix plus élevés, par exemple lorsqu'il existe un besoin temporaire de nouvelles capacités).

Afin d'étudier l'impact d'un mécanisme de capacité dont le prix-plafond serait fixé à un niveau très élevé, une analyse de sensibilité est proposée en partie 3.3.5.2.

En termes de modélisation, le mécanisme de capacité est représenté dans le modèle d'optimisation des investissements et du dispatch par une contrainte d'obligation de capacité portant sur le volume total de capacités disponibles à la pointe. Conformément à l'architecture du mécanisme de capacité français, ce

Tableau 5. Architectures de marché étudiées et analyses de sensibilité

		Architectures de référence		Architectures présentée en analyse de sensibilité (partie 3.3.5.2)
		Sans mécanisme de capacité	Avec mécanisme de capacité et plafond de prix à 60 000 €/MW	Avec mécanisme de capacité et système de pénalité infini (i.e. sans plafond de prix)
Marché de l'énergie	Mécanisme de capacité			
	Plafond de prix à 3000 €/MWh	"EOM 3k"	"EM 3k + CM 60k"	"EM 3k + CM sans cap"
	Plafond de prix élevé à 20000 €/MWh	"EOM 20k"	"EM 20k + CM 60k"	"EM 20k + CM sans cap"

niveau d'obligation de capacité est calé pour assurer le critère de sécurité d'approvisionnement de 3 heures de défaillance par an en espérance sur chacun des nœuds de l'arbre d'aléas. Par ailleurs, lorsqu'il est supposé qu'il existe un plafond de prix sur le mécanisme de capacité, la contrainte d'obligation de capacité peut être rompue à un coût correspondant au plafond de prix considéré.

Cette modélisation du mécanisme de capacité est cohérente avec les fondamentaux de l'architecture du mécanisme de capacité français : il s'agit en effet d'un mécanisme basé sur les volumes, calé sur le critère de 3 heures de défaillance par an en espérance, et auquel toutes les technologies peuvent participer à hauteur de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement (i.e. disponibilité à la pointe).

Par ailleurs, il convient de noter que les prix de l'énergie et de la capacité sont modélisés avec une hypothèse de comportement des acteurs reflétant la concurrence pure et parfaite. En particulier, sur le marché de l'énergie, les exploitants de capacité sont supposés offrir à leur coût marginal tandis que les fournisseurs/consommateurs couvrent leur consommation à chaque pas de temps par des achats d'énergie à tout prix. Dans la modélisation utilisée, le prix est donc supposé s'élever au niveau du plafond (donc à 20 000 €/MWh dans certaines architectures de marché étudiées) dès lors qu'il y a une défaillance (défaut d'offre), ce qui assure une rémunération importante pour les capacités disponibles lors de ces épisodes de pics de prix.

3.2.8 Représentation des imports/exports et prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement

Bien que la simulation de l'évolution du parc et de son utilisation (dispatch) soit centrée sur la France, les imports/exports sont pris en considération dans l'analyse. Ils sont considérés de façon statique, c'est à dire qu'ils ne sont pas supposés impactés par l'évolution du parc. En pratique, ils sont issus de simulations réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel (la publication de 2015 pour les 5 premières années de l'horizon d'étude et la publication de 2014 pour l'horizon 2030). Ces chroniques d'imports/exports permettent de tenir compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement.

3.2.9 Hypothèses sur le parc de production

Les capacités installées des filières EnR, hydraulique, nucléaire et charbon sont supposées relever d'orientations publiques et leur évolution dans le temps est représentée comme exogène et n'est pas modélisée comme étant régie par une logique de rentabilité. Ainsi, seules les capacités installées des filières CCG, TAC (gaz) et effacements sont supposées régies par leur rentabilité économique sur l'horizon 2016-2030.

Les trajectoires d'évolution des capacités installées correspondant aux filières fixées de manière exogène sont issues des données et projections des bilans prévisionnels 2014 (pour l'horizon de long terme) et 2015 (pour l'horizon de moyen terme) et sont représentées

sur le graphique ci-dessous. Les trajectoires d'évolution de cette partie fixe du parc de production sont supposées identiques pour l'ensemble des scénarios de long terme, sauf pour la capacité EnR⁴⁸.

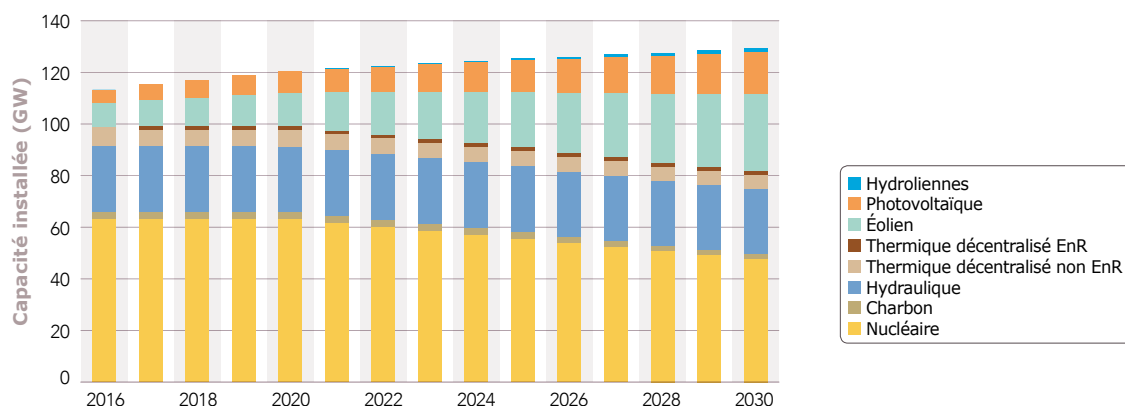
Comme indiqué précédemment, le scénario de long terme utilisé comme référence dans cette étude correspond au scénario Diversification 2030 du bilan prévisionnel 2014. Celui-ci est notamment caractérisé par une légère augmentation de la consommation par rapport à aujourd'hui (entre +0,2% et +0,3% de taux croissance annuel moyen), un développement des moyens de production renouvelable (30 GW d'éolien et 16 GW de photovoltaïque en 2030) et le déclassement d'un nombre significatif de tranches nucléaires (déclassement de 17 tranches entre 2020 et 2030).

Cependant, il est important de noter que si ces hypothèses font apparaître une augmentation de la capacité installée totale des filières considérées ci-dessus, la capacité disponible à la pointe de consommation nationale tend quant à elle à diminuer. En effet, si la capacité installée en moyens de production d'électricité d'origine éolienne et solaire augmente plus rapidement que la capacité installée des groupes nucléaires ne décroît, les moyens de production d'origine renouvelable ont un taux de disponibilité (ou facteur de charge) à la pointe hivernale bien plus faible que les moyens de production nucléaires⁴⁹.

Par conséquent, ces hypothèses d'évolution exogène du mix, associées à une hypothèse de légère croissance de la pointe de consommation, font bien apparaître un besoin d'investissement dans de nouvelles capacités afin d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement à long terme. Plus précisément, l'analyse du volume de nouvelles capacités nécessaires pour couvrir l'obligation de capacité fait apparaître deux périodes distinctes sur la période 2016-2030 :

- Entre 2016 et le début des années 2020, la demande en électricité est stable dans le scénario de référence tout comme le niveau de capacités installées de la filière nucléaire, tandis que les capacités installées en moyens de production renouvelable augmentent. Il n'existe donc pas de besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement, hormis dans les scénarios avec une croissance de la consommation plus forte qu'espérée en moyenne.
- À partir du moment où le déclassement du nucléaire serait amorcé (i.e. autour des années 2022 à 2024 dans le scénario politique considéré), il existe un besoin de nouvelles capacités dont le niveau varie en fonction des scénarios de long terme de l'arbre d'aléas, sauf dans le cas des scénarios de croissance de la demande les plus bas.

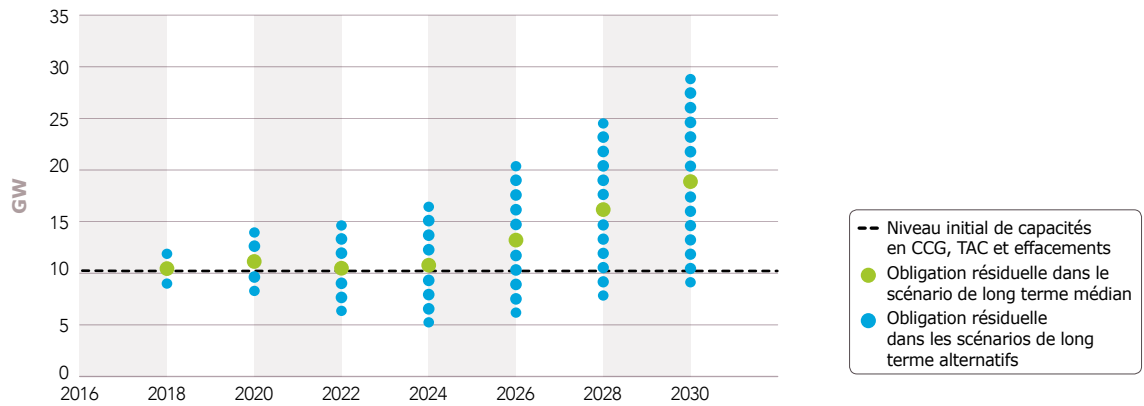
Figure 14. Trajectoires d'évolution des capacités installées des filières fixées de manière exogène (EnR, nucléaire, charbon)



48. L'incertitude sur la capacité des EnR est représentée à travers le demande résiduelle dans l'arbre d'aléas.

49. Pour plus de détails, voir notamment le Rapport sur les coefficients $C_{\text{filie}}^{\text{re}}$ et C_{AL} du mécanisme de capacité, publié par RTE en 2016 et accessible sur le site clients.

Figure 15. Obligation de capacité résiduelle à couvrir par de nouvelles capacités (hors trajectoires EnR régulées par la puissance publique) pour assurer le respect du critère de sécurité d’approvisionnement (espérance de 3 heures/an)



Les hypothèses de coûts fixes, correspondant à ces filières dont les capacités sont optimisées, sont prises en cohérence avec les données des rapports du JRC⁵⁰ et de l’AIE⁵¹.

Afin de faciliter l’interprétation des résultats, les coûts de combustible et du CO₂ sont supposés constants sur l’horizon 2016 à 2030. Ils correspondent à ceux du scénario Diversification 2030 du bilan Prévisionnel 2014. En particulier, le coût du CO₂ est pris égal à 33 €/t.

Tableau 6. Hypothèses relatives aux coûts des différentes filières de production et d’effacement

	Capacités « exogènes » dont l’évolution est pilotée par des choix publics (hors EnR)		Capacités « optimisées » dont l’évolution est régie par la rentabilité économique		
	Nucléaire	Charbon	CCG	TAC	Effacements
Coûts fixes d’investissement (k€/MW)	-	-	850	550	
Coûts fixes d’opération et de maintenance (k€/MW/an)	-	-	25	15	
Coûts fixes totaux annualisés ⁵² (k€/MW/an) pour un niveau de risque faible	-	-	98	60	De 5 à 40, selon le gisement mobilisé ⁵³
Coûts variables de production ou d’activation (€/MWh)	10	56	71	110	200
Délai de construction	-	-	2 ans	2 ans	Négligeable
Gisement	-	-	-	-	6 000 MW
Capacité initiale (2016)	63,1 GW	2,9 GW	5,4 GW	1,5 GW	3,3 GW

50. JRC, *Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050*. 2014.

51. International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of generating electricity*. 2015.

52. Annuités données ici à titre indicatif en supposant une durée de vie très grande des groupes de production et un taux d’actualisation de 8 %.

53. Par souci de simplification et pour prendre en compte les durées d’investissement plus courtes que dans les filières de production, le dimensionnement des capacités d’effacement est réévalué tous les deux ans. Les coûts de la filière sont représentés comme des coûts fixes annualisés, sans distinction précise entre les coûts fixes d’investissement (CAPEX) et les coûts fixes d’opération et de maintenance (OPEX).

3.3. Résultats et analyse

3.3.1. Impacts sur la sécurité d'approvisionnement

Dans une architecture de marché «*energy only*» avec un plafond de prix à 3000 €/MWh sur le marché de l'énergie, l'espérance de défaillance atteint des niveaux élevés (~8h/an) dès les premières années simulées car un certain nombre de capacités qui ne sont pas rentables sans rémunération capacitaire (en particulier les effacements) sortent du mix. Le niveau de sécurité d'approvisionnement se dégrade encore plus à partir de l'année 2024 (espérance de défaillance à 14h/an en 2030), lorsque le déclassement de centrales nucléaires nécessite de nouveaux investissements en capacités. La rentabilité économique de nouveaux moyens de production, notamment de pointe, n'est en effet pas assurée avec une telle architecture de marché.

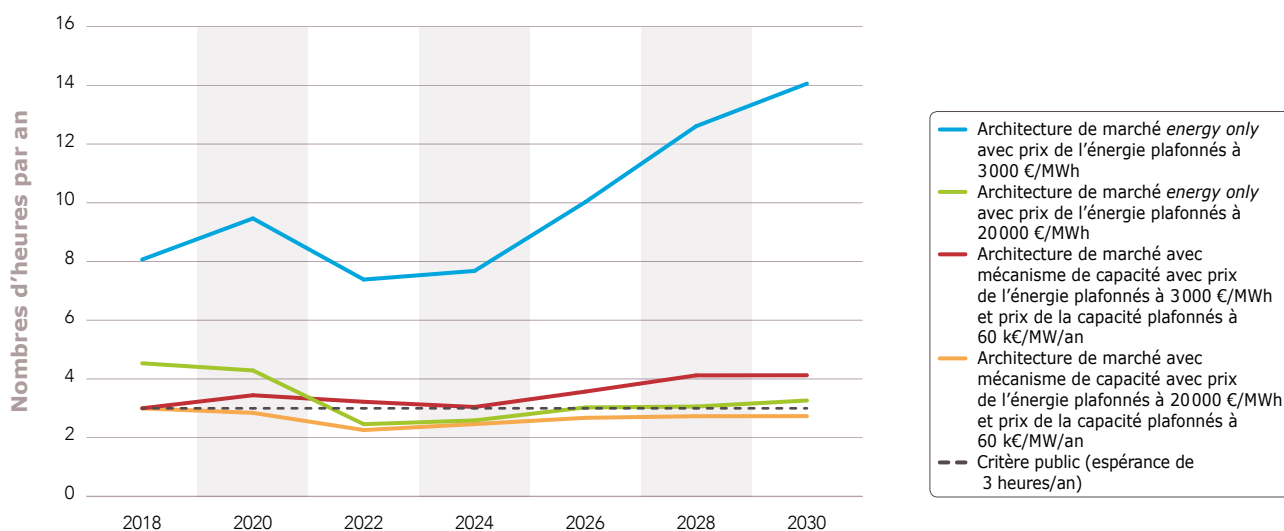
En revanche, dès lors que le plafond de prix sur le marché de l'énergie est élevé à un niveau cohérent avec le coût attribué à l'énergie non distribuée (i.e. 20000 €/MWh) et/ou qu'il existe un mécanisme de capacité, l'espérance de défaillance reste limitée à des niveaux proches du critère de référence de 3 heures de défaillance par an.

En particulier, hors l'effet du plafond de prix pouvant exister sur le marché de la capacité, le mécanisme de capacité

permet par construction d'assurer le respect du critère de 3 heures. Dans le cas où il existe un plafond de prix à 60000 €/MW sur le mécanisme de capacité, l'espérance de défaillance annuelle pourrait atteindre un niveau légèrement supérieur à 3 heures/an du fait de l'incertitude sur l'évolution des déterminants de la demande en capacité. En effet, avec un cap de prix, la sécurité d'approvisionnement n'est plus réalisée à tout prix. Par exemple, pour un besoin pérenne de nouvelles capacités, les coûts fixes d'une TAC annualisés sur l'ensemble de sa durée de vie (environ 60000 €/MW dans un environnement faiblement risqué) justifient de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement (espérance de défaillance de 3 heures/an). En revanche, lorsque le besoin de capacité est temporaire et que la TAC n'est utile que sur quelques années, alors ses coûts fixes annualisés sur ces quelques années (et non sur leur durée de vie) pourront être bien plus élevés que le plafond de prix sur le marché de capacité, et la TAC ne sera donc probablement pas construite.

Le graphique ci-dessous illustre le niveau de sécurité d'approvisionnement obtenu à moyen et long terme dans les différentes architectures de marché, en indiquant l'espérance de défaillance obtenue en moyenne sur tous les scénarios d'une même année. Le niveau de défaillance peut cependant varier entre les différents nœuds associés à une même année, notamment selon que la croissance de la demande a été plus ou moins forte par rapport à la tendance moyenne.

Figure 16. Espérance de durée de défaillance dans chacune des architectures de marché étudiées



3.3.2. Impacts sur le mix de capacités installées

Les résultats en termes de capacités installées des filières CCG, TAC et effacements, pour les quatre architectures de marché considérées, sont représentés sur le graphique ci-dessous. Les grandeurs affichées correspondent aux capacités installées moyennes pour chaque année (moyenne sur tous les scénarios associés à une année donnée), les capacités installées pour chaque scénario d'une même année pouvant en réalité varier selon le niveau de demande.

Ces résultats font apparaître une différence claire entre le volume total de capacités installées dans l'architecture de marché «EOM3k» d'un côté, et les trois autres architectures de marché de l'autre.

Conformément à l'analyse faite dans la section 3.2.7, dans le cas des trois architectures de marché

permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme ("EOM20k", "EM3k+CM60k" et "EM20k+CM60k"), le volume de capacités installées en CCG, TAC et effacements passe de 10 GW en 2020 à plus de 18 GW à horizon 2030, permettant ainsi de pallier la décroissance de la capacité nucléaire et d'assurer le respect du critère de 3 heures de défaillance par an en espérance. L'augmentation des capacités installées touche les trois filières CCG, TAC et effacements.

En revanche, l'architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh ne permet pas d'inciter à autant d'investissements : le volume de capacités installées en CCG, TAC et effacements ne dépasse pas 13 GW en 2030, soit environ 5 GW de moins que dans les autres architectures de marché. Ce déficit de capacité tient essentiellement au manque de rémunération (*missing money*) des capacités lors des

Figure 17. Trajectoires moyennes de capacités installées dans les filières optimisées pour les quatre architectures de marché étudiées et illustration des comparaisons étudiées



Figure 18. Différence de capacités installées entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EOM 3k"



périodes de pénuries, du fait de la fixation du plafond de prix à un niveau de 3000 €/MWh, supposé inférieur à la valeur de l'énergie non distribuée (ici prise égale à 20000 €/MWh). Ce manque de rémunération conduit finalement à un sous-investissement en capacités et donc à la dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement à long terme dans cette architecture de marché, observée en partie 3.3.1. Plus précisément, à moyen-terme (2018-2022), en l'absence de mécanisme de rémunération de la capacité⁵⁴, la capacité d'effacement mise en œuvre chaque année tendrait à décroître et s'établirait entre 1,5 et 2 GW en moyenne (contre environ 3 GW à l'heure actuelle). À plus long terme (2024-2030), la capacité d'effacement disponible repartirait légèrement à la hausse, et de nouveaux investissements en CCG pourraient émerger.

Les différences en termes d'évolution des capacités installées dans les trois autres architectures de marché ("EOM20k", "EM3k+CM60k" et "EM20k+CM60k") sont plus subtiles. Pour les analyser, une présentation des résultats en différentiel entre deux architectures de marché est proposée dans la suite de cette partie. Les comparaisons réalisées sont indiquées à l'aide des flèches sur la figure 17.

1) Comparaison entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EOM3k" :

La figure 18 ci-dessus représente le différentiel entre les deux architectures de marché mentionnées. La mise

en place d'un mécanisme de capacité a un effet sur les capacités installées, essentiellement sur les filières TAC et effacement.

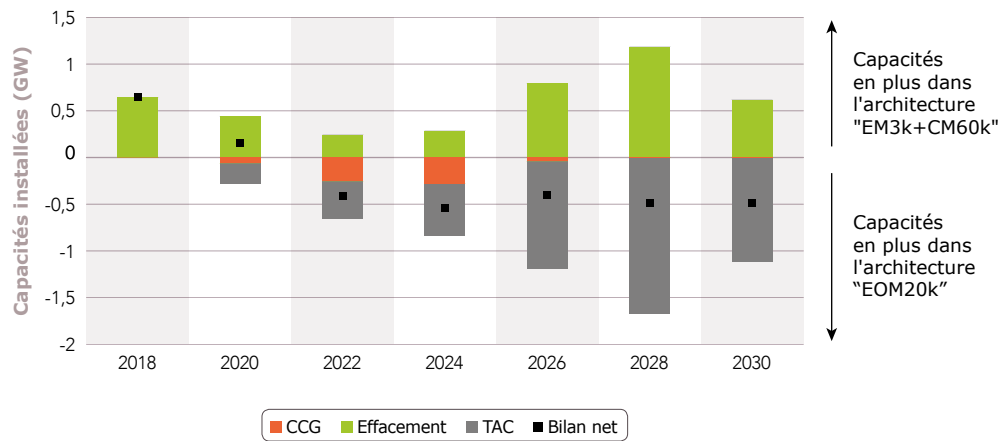
2) Comparaison entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EOM20k" :

À moyen-terme (2018-2020), une architecture de marché *energy only* avec plafond de prix élevé "EOM20k" ne parviendrait pas à favoriser le développement des capacités d'effacement, dont les revenus basés uniquement sur le marché de l'énergie seraient trop incertains, car dépendant fortement de l'occurrence des vagues de froid. À long terme néanmoins, les capacités installées totales dans les trois filières considérées tendraient à augmenter. En particulier, le développement des EnR intermittentes est susceptible de modifier le paysage de défaillance électrique et la fréquence des pics de prix. Ainsi, ces périodes de pics de prix élevés seraient, à horizon 2030, plus courtes mais plus fréquentes (statistiquement 1 année sur 2). Par conséquent, l'incertitude sur les revenus énergie des moyens de pointe serait réduite, permettant finalement d'améliorer le bilan économique de tels projets de capacités, même dans une architecture de marché *energy only*.

En revanche, la composition des nouveaux investissements en capacités entre les deux architectures de marché «EM3k+CM60k» et «EOM20k» est relativement différente. Ainsi, l'architecture avec mécanisme de capacité permet de favoriser le développement des

54. On suppose dans cette étude que les effacements ne bénéficient pas de dispositif de soutien à la puissance mobilisable, tel que l'appel d'offre effacements.

Figure 19. Différence de capacités installées entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EOM20k"



capacités d'extrême pointe, à savoir les effacements, par rapport à l'architecture de marché *energy only* avec plafond de prix élevé. En effet, dans une architecture de marché *energy only*, les effacements sont les moyens dont la rémunération est la plus risquée (car dépendant uniquement des pics de prix sur le marché de l'énergie) et les acteurs de marché averses au risque leur préféreront donc le développement de capacités moins sujettes au risque tels que les TAC ou les CCG.

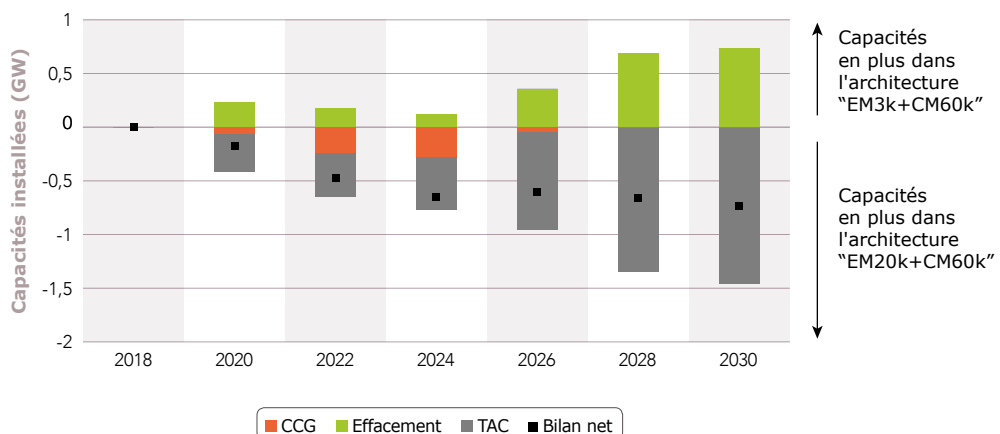
Par ailleurs, il peut être noté que le niveau total de capacités installées dans l'architecture *energy only* serait d'environ 500 MW supérieur à celui obtenu dans l'architecture avec mécanisme de capacité. Ce résultat est notamment dû au fait que les deux formulations

d'objectifs de sécurité d'approvisionnement (d'une part le critère de sécurité d'approvisionnement fixé à une espérance de défaillance de 3 heures/an et, d'autre part, la valorisation de la défaillance à 20000 €/MWh) se sont pas rigoureusement équivalentes.

3) Comparaison entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EM20k+CM60k" :

Une comparaison globalement similaire à la précédente est observée entre les deux architectures de marché avec mécanisme de capacité. En effet, malgré l'existence d'un mécanisme de capacité, l'architecture "EM20k+CM60k" où les plafonds de prix sur le marché de l'énergie sont rehaussés engendre plus de risque pour les investisseurs que l'architecture "EM3k+CM60k". En effet,

Figure 20. Différence de capacités installées entre les architectures "EM3k+CM60k" et "EM20k+CM60k"



Encadré 7. Métriques de défaillance et pertinence du critère de 3 heures

Dans la majorité des analyses quantitatives menées sur l'effet des mécanismes de capacité à long terme, l'impact en termes de sécurité d'approvisionnement est valorisé (lorsqu'il est quantifié) à travers la réduction de l'énergie non distribuée, en supposant que la perte d'utilité associée à cette énergie non distribuée est connue précisément. Or, selon le niveau de valeur attribuée à l'énergie non distribuée qui est choisie, le critère de sécurité d'approvisionnement défini en nombre d'heures de défaillance (notamment le critère d'une espérance de 3 heures par an sur lequel est basé le mécanisme de capacité français) peut apparaître plus ou moins pertinent économiquement.

Or, la valeur précise attribuée à l'énergie non distribuée semble être plutôt incertaine, comme peuvent en témoigner les différents chiffres utilisés dans les études dans la littérature (15 000 €/MWh dans l'étude UFE-BDEW, 20 000 €/MWh dans l'étude CEEM, 26 000 €/MWh dans l'étude FTI-CL ou encore 17 000 £/MWh dans l'étude du DECC sur le mécanisme de capacité britannique). Une autre approche aurait donc pu être de considérer que la bonne valeur à considérer pour l'énergie non distribuée est celle qui conduit à ce que le critère de 3 heures de défaillance par an en espérance soit optimal. Sous cette hypothèse, la cohérence entre la valeur attribuée à l'énergie non distribuée et le dimensionnement du mécanisme de capacité conduirait à identifier un bénéfice pour la collectivité associé à la mise en place du mécanisme de capacité qui serait supérieur à celui estimé dans l'étude présentée dans ce rapport.

Enfin, il semble utile de mentionner ici que la pertinence économique du critère de sécurité d'approvisionnement doit faire l'objet d'études dédiées au cours des prochaines années. Les pouvoirs publics ont en effet exprimé leur volonté d'étudier cette problématique et d'envisager une révision du critère de sécurité d'approvisionnement électrique, dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) :

« Mener d'ici 2018 une évaluation du coût de la défaillance et examiner l'opportunité d'une révision du niveau du critère de défaillance, en lien avec les réflexions européennes sur la mise en cohérence des critères nationaux. »

un rehaussement des plafonds de prix sur le marché de l'énergie contribue à augmenter l'espérance de rémunération sur le marché de l'énergie et ainsi réduire le prix de marché de la capacité. Cela conduit à transférer des revenus obtenus sur le marché de capacité, peu risqués (revenus définis annuellement, indépendamment des aléas météorologiques), vers des revenus obtenus sur le marché de l'énergie, plus risqués. En présence d'un mécanisme de capacité, le rehaussement des plafonds de prix de l'énergie conduit à pénaliser les capacités d'effacements (dont les revenus sur le marché d'énergie sont particulièrement incertains) au bénéfice des TAC.

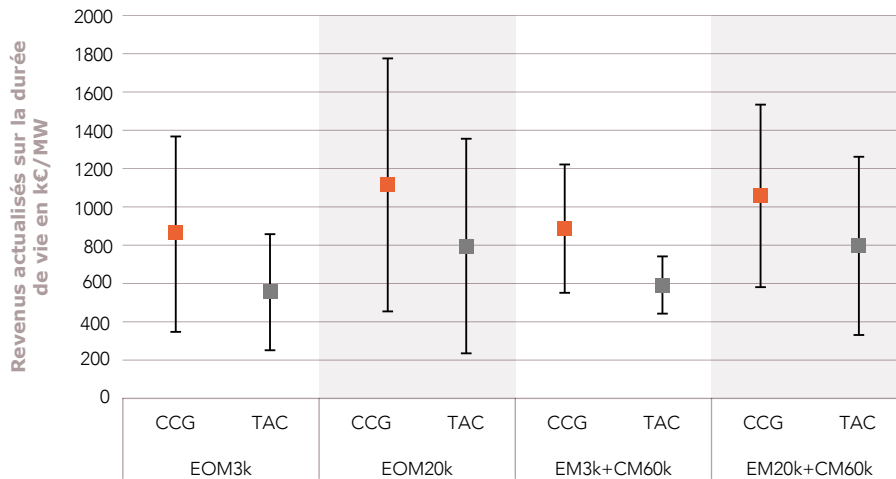
3.3.3. Risque sur la rentabilité

La figure 21 ci-après illustre la différence de risque sur la rentabilité des investissements en capacités de production en fonction de l'architecture de marché, en représentant la moyenne et l'écart-type de la distribution de revenus pour une décision d'investissement réalisée en 2016.

L'architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité est celle qui assure l'incertitude la plus faible sur les revenus en comparaison des architectures de marché *energy only*, ce qui se traduit *in fine* par une réduction du risque et donc une réduction du coût du capital pour de tels investissements.

Néanmoins, il convient de noter que le mécanisme de capacité ne permet pas de neutraliser tous les risques sur la rentabilité des capacités de production. D'une part, les revenus des capacités sur le marché de l'énergie restent dépendants de l'occurrence des pics de prix et donc dépendants des aléas météorologiques et/ou des aléas sur la disponibilité des capacités. En particulier, ces risques apparaissent plus importants si les plafonds de prix sur le marché de l'énergie sont fixés à des niveaux élevés. D'autre part, les revenus sur les marchés de l'énergie et de la capacité à long terme sont soumis aux aléas sur l'évolution du contexte économique et énergétique. Une des plus-values de

Figure 21. Moyenne et écarts-type des revenus totaux actualisés pour des investissements en capacités de production décidés en 2016



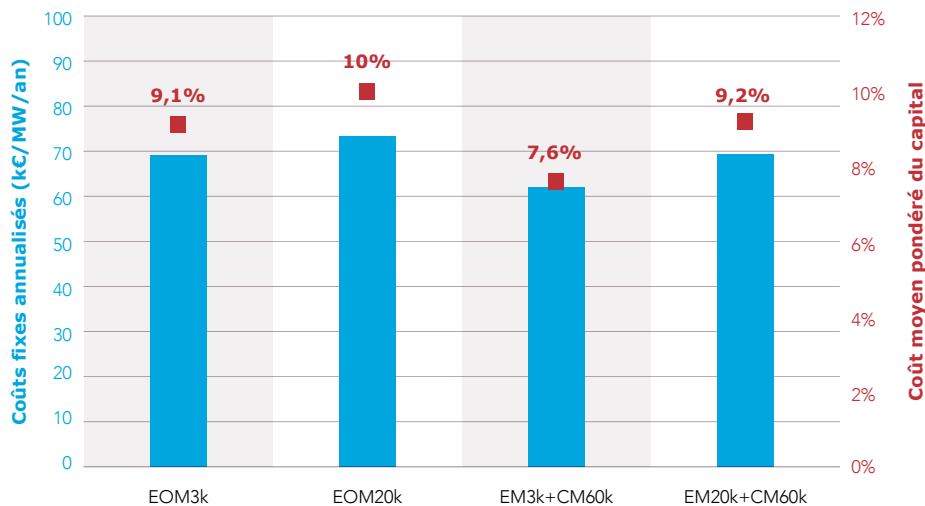
l'étude de RTE présentée ici est de prendre en compte et quantifier ce risque. La rémunération des capacités pour leur contribution à la sécurité d'approvisionnement permet toutefois d'assurer une base de rémunération annuelle indépendante de la réalisation des aléas météorologiques.

Par ailleurs, on rappelle ici que le dispositif de sécurisation des investissements qui doit être mis en place en France à partir de l'année 2019 n'est pas pris en compte

dans cette étude, les paramètres précis de ce dispositif n'étant aujourd'hui pas déterminés.

Dans la modélisation utilisée, la distribution des revenus possibles pour chacune des capacités a un impact direct sur le coût du capital des projets concernés. La figure 22 représente cet effet (sous forme du coût annualisé) pour un investissement dans une TAC en début de l'horizon d'étude, pour différentes architectures de marché.

Figure 22. Illustration du coût du capital simulé pour un investissement dans une TAC en 2018 et coûts fixes annualisés correspondants en fonction du market design



De manière symétrique, la réduction des incertitudes s'applique également aux incertitudes sur le prix final de l'électricité payé par les consommateurs. Comme détaillé à l'encadré 5, cette réduction du risque pour les consommateurs n'est cependant pas valorisée dans cette étude (contrairement au risque pour les exploitants de capacité).

3.3.4. Impacts sur le surplus collectif (social welfare)

Les différentes architectures de marché étudiées sont donc susceptibles de conduire à des niveaux de capacités de production et d'effacement différents (volume total de capacités installées et répartition entre les différentes filières), ainsi qu'à des profils de risque et des coûts de financement différents pour les investissements dans de telles capacités. Les différents parcs électriques résultant des architectures de marché étudiées se traduisent *in fine* par des niveaux de surplus collectif (*social welfare*) différents. Comme indiqué dans la partie 3.2.2, les coûts à considérer sont de trois types : (i) coûts fixes (CAPEX et OPEX) des capacités de production et d'effacement (incluant des coûts de financement pouvant être plus ou moins importants selon le risque sur la rentabilité des projets), (ii) coûts variables de production et d'activation des effacements et (iii) coûts d'énergie non distribuée.

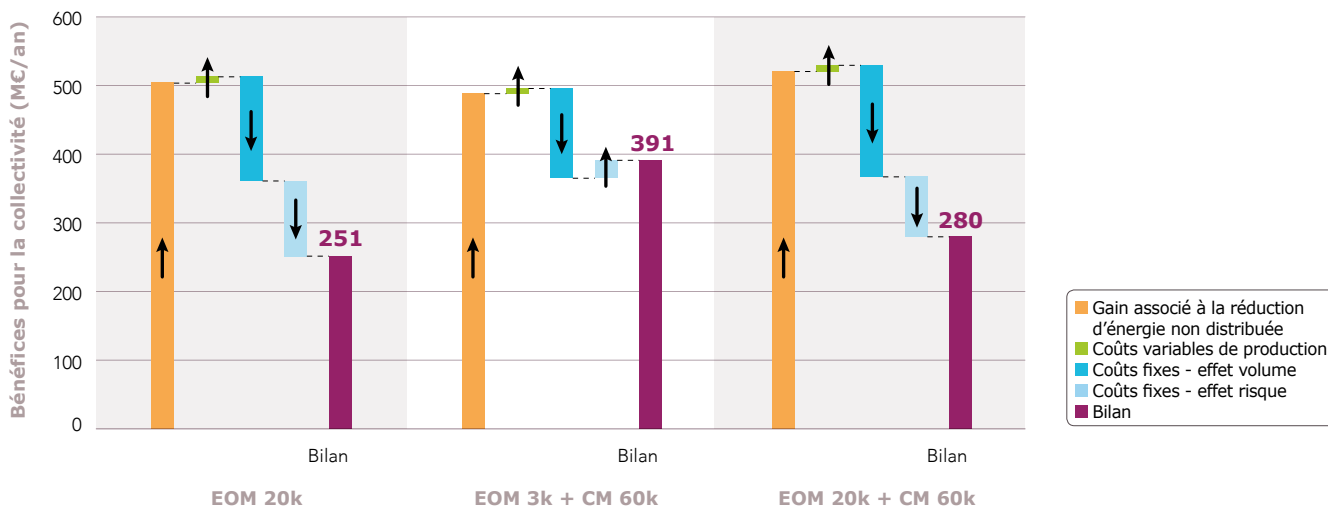
Les résultats en termes de surplus collectif sont illustrés sur le graphique ci-dessous, sous forme de gains par rapport à l'architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh, qui est la plus coûteuse pour la collectivité.

Globalement, l'impact de l'architecture de marché sur les coûts variables est limité (moins de 10 M€/an de variation).

Par ailleurs, comme détaillé au 3.3.1, l'architecture de marché "EOM3k" est la seule aboutissant à un niveau de sécurité d'approvisionnement très dégradé. L'ensemble des trois autres architectures représentées sur la figure 23 permettent donc de réduire considérablement le volume d'énergie non distribuée par rapport à l'architecture de marché "EOM3k", conduisant à un gain afférent de l'ordre de 500 à 520 M€/an.

En revanche, cette réduction de l'énergie non distribuée se fait au prix d'investissements supplémentaires en capacités, dont les coûts fixes peuvent varier fortement d'une architecture de marché à l'autre, notamment en raison de l'existence de risques financiers plus ou moins importants sur la rentabilité des actifs de production et d'effacement. En effet, dans le cas où le plafond de prix sur le marché de l'énergie est rehaussé à 20000 €/MWh (architectures de marché "EOM20k" et "EM20k+CM60k"), les capacités de production et d'effacement tirent une part importante de leurs revenus d'événements extrêmes très rémunérateurs (i.e. lorsque le prix de l'énergie monte à 20000 €/MWh), mais en contrepartie très peu fréquents (en espérance entre 2 et 4 heures par an) et très incertains (occurrence statistiquement comprise entre 1 année sur 2 et 1 année sur 10). Ceci contribue *in fine* à augmenter le coût du capital des investissements en capacités.

Figure 23. Gains pour la collectivité par rapport à une architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh



Plus précisément, par rapport au cas "EOM3k", les coûts fixes supplémentaires résultants des différentes architectures de marché se décomposent de la manière suivante :

- ▶ Dans l'architecture de marché "EOM20k", les coûts fixes supplémentaires sont de 250 M€/an, comprenant un surcoût d'environ 150 M€/an résultant d'un effet « volume » (puissance installée plus importante) et un surcoût d'environ 110 M€/an résultant d'un effet « risque » (i.e. augmentation du coût unitaire de financement des investissements en nouvelles capacités de production et d'effacement lié à une augmentation du risque financier) ;
- ▶ Dans l'architecture de marché "EM20k+CM60k", les coûts fixes supplémentaires sont d'environ 250 M€/an, comprenant toujours un surcoût d'environ 160 M€ résultant de l'effet « volume » et un surcoût d'environ 90 M€ résultant de l'effet « risque » ;
- ▶ Dans l'architecture de marché "EM3k+CM60k", les coûts fixes supplémentaires sont limités à environ 110 M€/an, montant réparti en un surcoût d'environ 140 M€ résultant d'un effet « volume » (puissance installée plus importante) et un gain d'environ 30 M€ résultant de l'effet « risque ». L'architecture "EM3k+CM60k" est ainsi la seule à permettre une réduction du risque par rapport à l'architecture "EOM3k".

Ces observations permettent ainsi de tirer les conclusions suivantes :

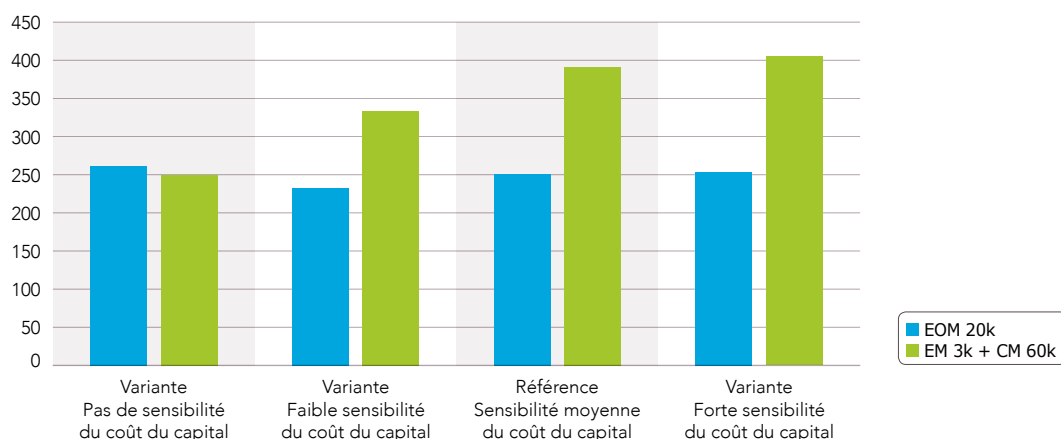
- ▶ L'architecture de marché «EM3k+CM60k» est la plus efficiente économiquement et conduit notamment à un gain pour la collectivité d'environ 140 M€/an par rapport à l'EOM20k et à un gain de 390 M€/an par rapport à l'EOM3k.
- ▶ Dans une situation où il existe un mécanisme de capacité, le rehaussement des plafonds de prix sur le marché de l'énergie ne semble pas pertinent économiquement. En effet, l'accroissement de risque qui en résulterait pour les exploitants de capacité, conduirait à un surcoût pour la collectivité de l'ordre de 110 M€/an.
- ▶ Enfin, le mécanisme de capacité est une option sans regret : sa mise en place conduit à un gain pour la collectivité de 390 M€/an si le plafond de prix sur le marché de l'énergie est fixé à 3000 €/MWh, et de 30 M€/an si le plafond de prix sur le marché de l'énergie s'élève à 20000 €/MWh.

3.3.5. Analyses de sensibilité

3.3.5.1. Sensibilité à la représentation de l'effet du risque sur le coût du capital

Afin de vérifier la sensibilité des résultats aux paramètres utilisés pour la modélisation de l'effet du risque sur le coût du capital, des simulations similaires à celles décrites ci-dessus ont été menées pour différentes dépendances du coût du capital au risque de rentabilité⁵⁵, qui sont représentées sur la figure 13.

Figure 24. Sensibilité des gains pour la collectivité apportés par un mécanisme de capacité en fonction de la dépendance du coût du capital au risque (évaluée par rapport à une architecture de marché *energy only* avec réhaussement des plafond de prix)



⁵⁵. En pratique, ces variantes sur la sensibilité du coût du capital au risque correspondent à des valeurs différentes du coefficient alpha présent dans la fonction d'utilité (voir annexe 2 pour plus de détails).

Les résultats de cette analyse de sensibilité sont présentés sur la figure 24.

En l'absence de considération de l'effet du risque sur le coût de financement, les gains associés aux architectures "EOM20k" et "EM3k+CRM60k" sont quasiment égaux. En effet, dans ce cas, les deux modèles de marché sont théoriquement équivalents pour faire émerger un parc optimal permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

En revanche, dès lors que l'effet du risque sur le coût du capital est pris en compte, la solution avec mécanisme de capacité semble bien plus créatrice de valeur que le marché *energy only*. Tandis que les gains associés à une architecture de marché dont les plafonds de prix auraient été rehaussés n'excèdent pas 250 M€ par an par rapport à une architecture de marché *energy only* sans rehaussement des plafonds – et ce quelle que soit l'hypothèse sur l'effet du risque sur les coûts de financement – les gains associés à un mécanisme de capacité atteignent, quant à eux, 350 à 400 M€ par an ; l'ampleur des gains dépendant de la représentation de l'effet du risque sur les coûts de financement.

3.3.5.2. Sensibilité au niveau du plafond de prix sur le marché de la capacité

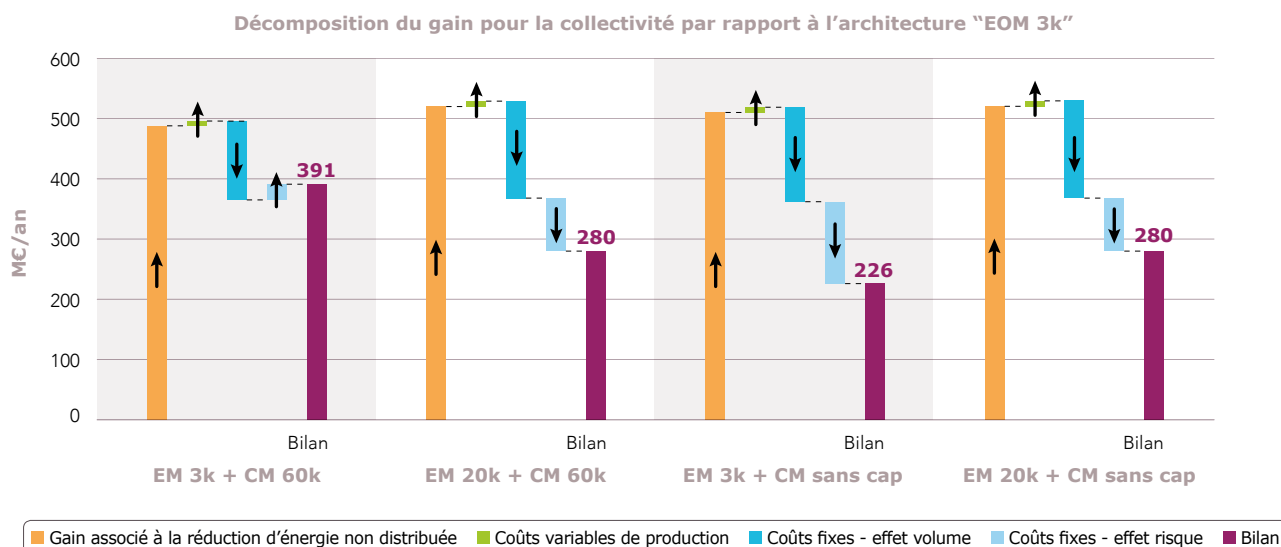
Par ailleurs, il est possible de comparer les gains pour la collectivité obtenus par les architectures de marché avec

mécanisme de capacité, selon les niveaux de plafonds de prix définis sur les marchés de l'énergie et de la capacité. En particulier, le cas où le mécanisme de capacité ne présente pas de plafond de prix (en d'autres termes, un mécanisme dans lequel le prix de règlement des écarts en capacité serait infini) a été étudié dans une analyse de sensibilité.

Les résultats, illustrés sur le graphique ci-dessous montrent que l'architecture de marché dans laquelle des plafonds de prix sont maintenus à des niveaux relativement bas (i.e. à 3000 €/MWh sur le marché de l'énergie et à 60000 €/MW sur le marché de la capacité) est la plus créatrice de valeur pour la collectivité. Ainsi, si l'architecture "EM3k+CM60k" apporte des gains pour la collectivité de l'ordre de 390 M€/an par rapport à l'architecture "EOM20k", le gain des autres architectures avec mécanisme de capacité par rapport à la même référence ne dépasse pas 280 M€/an.

Ceci s'explique notamment par le fait, qu'en l'absence de cap de prix sur le marché de capacité, les prix de la capacité peuvent s'établir à des niveaux très élevés dans certaines configurations où il existe des besoins de capacité transitoires. En effet, il est alors particulièrement coûteux de faire face aux besoins de capacité transitoires car cela implique la construction de moyens de pointe pour un besoin dont la durée est bien

Figure 25. Gains pour la collectivité obtenus dans les différentes architectures de marché avec mécanisme de capacité par rapport à l'architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh



inférieure à la durée de vie de l'actif. Le prix de la capacité pourrait alors s'établir au niveau des coûts de ces moyens de pointes, annualisés sur la durée du besoin capacitaire et non la durée de vie de ces moyens. Le plafond de prix sur les certificats de capacité permet d'éviter ce genre de situation, au prix d'une dégradation de la sécurité d'approvisionnement dont l'analyse montre qu'elle est minimale.

Par ailleurs, lorsqu'il existe possiblement des scénarios de prix élevés de la capacité, les revenus des capacités de production et d'effacement sont alors très dépendants de ces pics de prix, alors que ceux-ci sont très incertains. Cela contribue à augmenter le risque pour les investissements dans des nouvelles capacités et donc à augmenter leurs coûts de financement de manière significative.

Cette analyse de sensibilité démontre ainsi la pertinence économique d'avoir un plafond de prix sur le marché de la capacité. Ce plafond de prix permet en effet d'éviter que la sécurité d'approvisionnement soit trop coûteuse pour les consommateurs dans certaines situations temporaires de transition où le respect strict du critère conduirait à des décisions économiquement peu pertinentes (construction de moyens qui ne seraient utilisés que quelques années).

3.4. Conclusions et limites de l'étude d'impact RTE

3.4.1. Conclusions sur les résultats obtenus

Les résultats de l'étude d'impact menée par RTE viennent donc compléter le corpus d'études existantes en apportant une représentation des incertitudes de long terme dans la simulation des décisions d'investissement, et donc une représentation plus fine de l'impact du mécanisme de capacité sur les risques financiers auxquels doivent faire face les exploitants de capacité. Les résultats obtenus dans le cadre de cette étude viennent renforcer les résultats déjà exhibés dans les études d'impact externes présentées à la section 2.

Ainsi, cette analyse d'impact conforte les résultats des études précédentes sur le niveau de sécurité d'approvisionnement obtenu avec une architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh. Ce

niveau de sécurité d'approvisionnement se dégraderait ainsi rapidement dès l'horizon de moyen terme, avec une espérance de défaillance atteignant environ 10 heures par an voire au-delà. En revanche, toutes les autres architectures de marché étudiées, à savoir les architectures de marché intégrant un mécanisme de capacité, ainsi que celle basée sur un marché *energy only* avec des plafonds de prix élevés au niveau du CEND, permettent d'assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement proche du critère de 3 heures de défaillance par an en espérance.

La différence, mise en lumière dans cette étude, entre une architecture de marché *energy only* dont les plafonds de prix ont été rehaussés et une architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité réside essentiellement dans le niveau de risque pesant sur la rentabilité des capacités de production et d'effacement et donc sur les coûts de financement de ces capacités.

L'étude menée par RTE s'est attachée à représenter les aléas de «long-terme» (portant sur les évolutions tendanciennes sur la demande et la pénétration des EnR) et la prise de décision d'investissement dans cette incertitude, en tenant compte de l'effet des incertitudes sur le coût du financement des nouvelles capacités. Il s'agit d'une plus-value importante par rapport à toutes les études existantes, qui permet de quantifier de façon réaliste le risque réel porté par les investisseurs en capacité de production. En effet les autres études ne considèrent que les incertitudes de court-terme (disponibilité, aléas météorologiques pesant sur la demande et la production des EnR) et supposent que le contexte énergétique est complètement déterministe sur la durée de vie des investissements.

Par rapport aux analyses existantes, l'étude menée par RTE a permis de montrer que, même en tenant compte des incertitudes de long-terme qui se traduisent sur l'évolution des prix de l'énergie et de la capacité à long terme (et même en l'absence de dispositif de sécurisation du prix de la capacité), l'introduction d'un mécanisme de capacité permet de réduire les incertitudes sur la rentabilité des capacités, par rapport à une architecture de marché *energy only*. Cette réduction du risque permet une atténuation des coûts de financement (réduction du coût du capital) pour les projets de capacités de production et d'effacement, ce qui conduit finalement à un gain pour la collectivité de plusieurs centaines de millions d'euros par an.

3. Analyse économique menée par RTE sur l'impact du mécanisme de capacité à long terme et en avenir incertain

Tableau 7. Synthèse de l'analyse comparative des études d'impact

	RTE	(1) CE-E3MLab	(2) FTI-CL	(3) CEEM	(4) UFE-BDEW	(5) DECC	(6) Frontier Economics - Consentec	(7) Thema
Décisions reposant sur un calcul de rentabilité des actifs (pour les filières non pilotées par la puissance publique)	✓ Oui, sauf filières résultant de choix publics (EnR, nucléaire)	✗ Oui, sauf pour une partie des capacités	✓	✓	✓	✓	✓	✗ Non
Type(s) de mécanisme de capacité modélisés	✓ Mécanisme de marché régulé par les volumes et <i>market-wide</i>	✗ Mécanisme de capacité <i>market-wide</i> stylisé	✓	✓	✓	✓	✓ Divers mécanismes étudiés : <i>market-wide</i> , appel d'offre ciblé, réserve stratégique	✗ Paiement de capacité sélectif
Paramètres du mécanisme de capacité	✓ LOLE à 3h	? Critère de marge non explicité	✓	✓	✓	✗ LOLE à 3h + marge 3 GW	✗ LOLE à 3h sans contribution des interconnexions	✗ Rémunération égale au <i>missing money</i> des TAC
Représentation de l'effet du risque sur le coût du capital et les décisions d'investissement	✓ Oui, aversion au risque endogène (coût du capital dépendant du risque portant sur la rentabilité des investissements)	✗ Exogène (coût du capital différencié arbitrairement selon le <i>market design</i>)	✓ Oui, aversion au risque endogène (coût du capital dépendant du risque portant sur la rentabilité des investissements)	✓	✓	✗	✗ Non, pas de représentation des effets du risque ni sur les coûts du capital, ni sur les décisions d'investissement	✗
Aléas de court terme (météorologiques, disponibilité des groupes, etc.) et prise en compte dans le risque	✓ Oui, aléas de court terme	✗ Aléas de court terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Dynamique d'investissements	✓ Oui, simulation des investissements, mises sous cocon et déclassements sur un horizon pluriannuel	✓	✓	✓	✗ Non, photo 2030	✓	✓	✓ Oui, simulation des investissements, mises sous cocon et déclassements sur un horizon pluriannuel
Aléas de long terme (trajectoires sur les EnR, la demande, le contexte énergétique, etc.) et prise en compte dans le risque	✓ Oui, aléas de long terme représentés	✗ Aléas de long terme représentés mais pas de prise en compte du risque en résultant	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Pouvoir de marché sur le marché de capacité	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗ Non applicable (pas de marché)
Pouvoir de marché sur le marché de l'énergie	✗ Non, concurrence pure	✓ Oui, <i>mark-ups</i> (plus ou moins élevés selon la présence d'un mécanisme de capacité)	✓ Oui, existence d'un <i>mark-up</i> sur les prix d'offre	✗	✗	✓ Oui, existence d'un <i>mark-up</i> sur les prix d'offre	✗ Non, concurrence pure	✗ Divers régimes de concurrence
Rationalité des acteurs	✗	✗ Rationalité et information parfaite	✗	✓ Rationalité et information imparfaites	✗	✗	✗	✗ Rationalité et information parfaite

Enfin, l'étude montre l'intérêt des plafonds de prix à la fois sur le marché de l'énergie et de la capacité.

En présence d'un mécanisme de capacité, le maintien de plafond de prix relativement « bas » sur le marché de l'énergie évite un basculement mécanique des revenus sur le marché de la capacité vers les revenus sur le marché de l'énergie « rehaussé », ce qui générerait un risque supplémentaire pour les capacités et des coûts de financements plus importants.

Le plafond de prix sur le mécanisme de capacité sert, quand à lui, à éviter que dans certaines configurations où il existe des besoins de capacité transitoires, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ne soit respecté à n'importe quel prix et conduise à la construction de moyens de pointe qui n'auraient d'utilité que pour une période très inférieure à leur durée de vie.

3.4.2. Prolongements

Il convient de noter que cette étude d'impact présente un certain nombre de limites évoquées précédemment et qui pourraient faire l'objet de prolongements :

- La représentation utilisée ne prend pas en compte le régime spécifique de contrats pour différence pour les nouvelles capacités de production, qui sera mis en place à partir de l'année de livraison 2019. Ce dispositif conduira à réduire le risque financier pour les investissements dans les nouvelles capacités dans la

mesure où ceux-ci pourraient bénéficier d'une sécurisation de leur rémunération capacitaire sur les 7 premières années de fonctionnement. Cependant, le cadre méthodologique développé pourra se prêter à l'étude d'un tel mécanisme, dans la mesure où il permet de représenter des décisions d'investissement soumises aux aléas de long terme. Ce cadre méthodologique pourra contribuer à définir les paramètres précis de ce dispositif qui sont les plus économiquement pertinents pour le système électrique.

- Les incertitudes de long terme représentées sont supposées s'appliquer uniquement sur la demande nette, alors qu'en réalité il existe de nombreuses autres incertitudes pouvant peser sur la rémunération des capacités à long-terme : incertitudes sur les prix de combustibles, sur les trajectoires de capacité installée des filières nucléaire, charbon, etc. La modélisation développée pourrait permettre de représenter de telles incertitudes dans de futures études, mais la multiplication des dimensions du problème pourrait poser problème d'un point de vue calculatoire.
- La méthodologie utilisée s'inscrit dans le cadre de la concurrence pure et parfaite et les analyses menées ne permettent pas de représenter les effets de concurrence imparfaite sur le marché de capacité. Une telle étude requerrait en effet un cadre méthodologique très différent et pourrait compliquer l'interprétation des résultats.

4. CONCLUSIONS GÉNÉRALES DE L'ANALYSE D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les études qui apparaissent les plus pertinentes pour évaluer les impacts économiques à long terme du mécanisme de capacité, notamment par rapport à une architecture de marché *energy only*, permettent de dégager quelques conclusions et ordres de grandeur qui semblent robustes.

► **Le mécanisme de capacité constitue une amélioration significative de l'architecture globale de marché :**

- **Le mécanisme de capacité est une solution économiquement efficace, en termes de coûts pour la collectivité et en particulier de coûts pour le consommateur, pour assurer la sécurité d'approvisionnement.** Sa mise en place permet, par construction, de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics (3 heures de défaillance par an en espérance), là où un marché *energy only* présentant un plafond de prix à 3000 €/MWh conduirait à long terme à une dégradation significative de la sécurité d'approvisionnement, qui se traduirait

par une espérance de défaillance de l'ordre de 10 heures par an.

- **Le mécanisme de capacité crée de la valeur pour la collectivité à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros par an par rapport à l'architecture de marché *energy only* plafonné.** En diminuant le volume d'énergie non distribuée d'une part et en réduisant le risque financier sur les revenus des capacités et donc en améliorant les conditions de financement pour les investisseurs d'autre part, le mécanisme de capacité conduirait à des gains pour la collectivité, de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros par an, qui bénéficient essentiellement au consommateur final.

- **Le mécanisme de capacité est une option sans regret.** Même dans le cas où les plafonds de prix sur le marché de l'énergie seraient rehaussés à 20000 €/MWh, l'étude menée par RTE montre que la mise en place d'un mécanisme de capacité conduit à un gain estimé à environ 30 M€/an pour la collectivité.

Figure 26. Espérance de défaillance à horizon 2030 dans une architecture de marché *energy only* avec cap de prix à 3000 €/MWh. Comparaison des différentes études

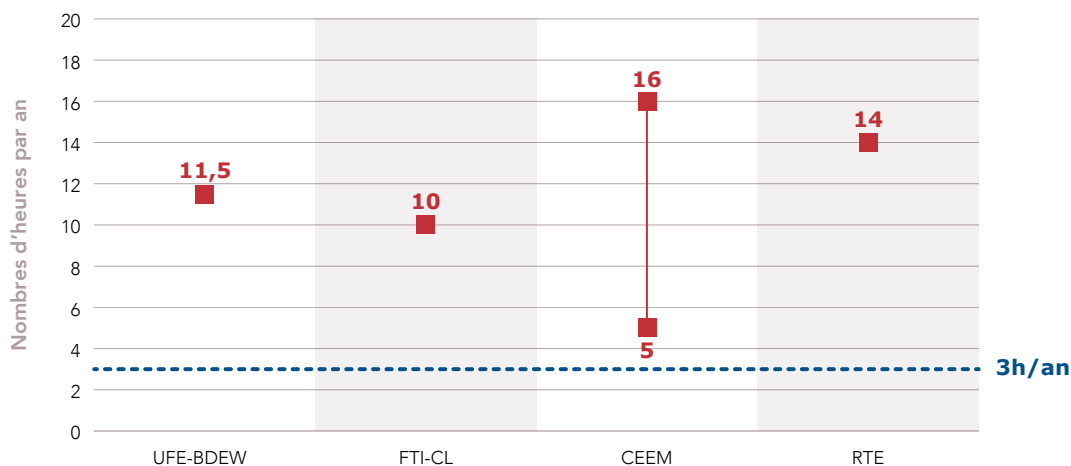
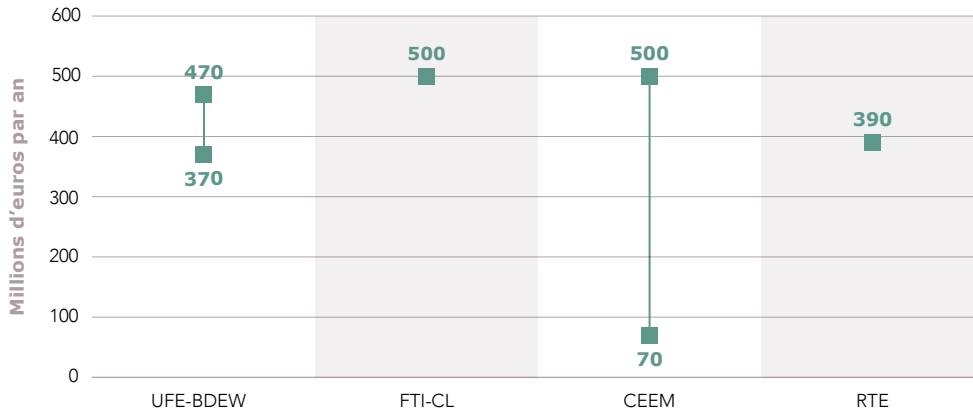


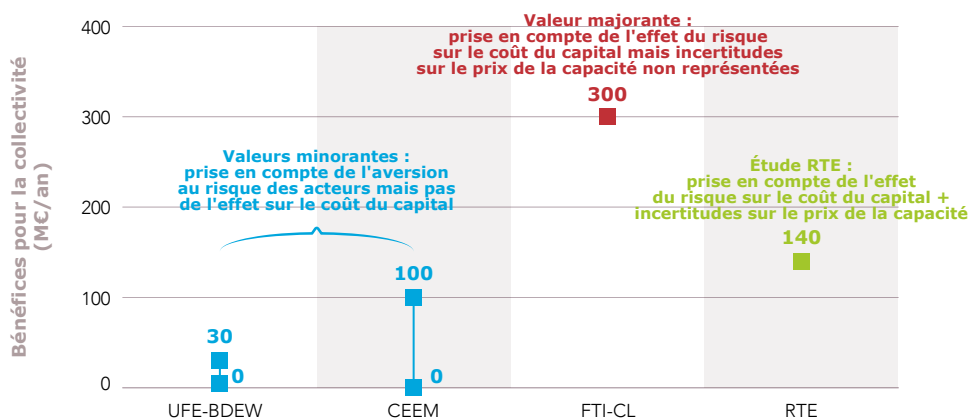
Figure 27. Bénéfices pour la collectivité d'un mécanisme de capacité par rapport à un marché energy only avec plafond de prix à 3000 €/MWh. Comparaison des différentes études



► **Une architecture théorique de marché energy only n'apparaît pas comme une alternative efficiente au mécanisme de capacité.** En effet, le marché energy only actuel n'apparaît pas en mesure d'assurer la sécurité d'approvisionnement, et conduit à des niveaux de délestage incompatibles avec les objectifs publics. Une réforme des marchés de l'énergie axée sur un relèvement des plafonds de prix pourrait améliorer le niveau de sécurité d'approvisionnement, mais ne garantirait pas pour autant que le critère de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics serait atteint. En effet, dans une telle architecture de marché, les acteurs de marché seraient exposés à

un risque financier important (bien plus important que dans une architecture intégrant un mécanisme de capacité) puisque les revenus des moyens de production et d'effacement, dépendraient, pour une partie importante, de l'occurrence d'événements extrêmes (typiquement, vagues de froid). Cette augmentation du risque conduit à augmenter les coûts du capital des investissements en capacité et donc les coûts pour la collectivité : par rapport au mécanisme de capacité, une telle architecture génère ainsi un surcoût pour la collectivité de l'ordre de plusieurs dizaines voire de la centaine de millions d'euros par an du fait de l'impact du risque sur les coûts de financement.

Figure 28. Bénéfices pour la collectivité d'un mécanisme de capacité par rapport à un rehaussement des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie. Comparaison des différentes études.



Les différences d'ordre de grandeur entre les études UFE-BDEW et CEEM d'un côté et FTI-CL et RTE de l'autre viennent notamment du fait que dans les études UFE-BDEW et CEEM, le risque de rentabilité des investissements n'impacte pas leur coût de financement mais seulement la décision (les acteurs sont averse au risque mais leur coût de financement n'est pas impacté par le risque), tandis que les études FTI-CL et RTE tiennent compte de l'effet du risque de rentabilité des investissements sur leur coût de financement.

- ▶ **Les bénéfices et les effets liés à la mise en place du mécanisme de capacité sont robustes aux hypothèses sur le périmètre d'étude et sur la représentation statique ou dynamique des investissements.** Ainsi, les études considérées utilisent des approches et des hypothèses différentes,

mais aboutissent toutes à des résultats similaires en termes de gain pour la collectivité résultant de la mise en place du mécanisme de capacité.

Les analyses d'impact du mécanisme de capacité français démontrent donc son efficacité économique, notamment en comparaison d'autres solutions théoriques consistant par exemple en une élévation des plafonds de prix sur le marché de l'énergie.

- ▶ **Lorsqu'un mécanisme de capacité existe, le rehaussement des plafonds de prix sur le marché de l'énergie n'apparaît pas pertinent économiquement.** En effet, cette élévation des plafonds de prix conduit à augmenter le risque financier pesant sur la rentabilité des capacités de production et d'effacement et se traduirait finalement par un surcoût pour la collectivité de l'ordre de quelques dizaines de millions d'euros par an.

ANNEXE 1 : FICHES DESCRIPTIVES DES ÉTUDES D'IMPACT EXISTANTES

Description et analyse de l'étude d'impact de la Commission européenne sur les propositions pour le Clean Energy Package (2016)

Contexte

Cette étude d'impact accompagne les propositions législatives de la Commission européenne dans le cadre du paquet d'hiver ou *Clean Energy Package*. L'étude vise à analyser l'impact de différentes mesures concernant trois grandes problématiques associées aux marchés de l'électricité. L'une de ces problématiques est intitulée « *Problem Area II : Uncertainty about sufficient future generation investments and uncoordinated capacity mechanisms* » et se focalise donc sur la capacité de différentes architectures de marché à assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le rapport d'analyse d'impact est disponible en ligne sur le site de la Commission :

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/mdi_impact_assessment_main_report_for_publication.pdf

Ce rapport fait cependant référence à d'autres publications dont il reprend certains résultats. Il convient donc d'analyser également ces autres publications pour bien comprendre les résultats économiques publiés dans l'étude d'impact. En particulier le rapport intitulé *Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative* (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ntua_publication_mdi.pdf) apporte des précisions sur la modélisation.

Modélisation

Concurrence et comportement/information des acteurs : les décisions d'investissement, de déclassement et de dispatch des acteurs sont endogènes à la modélisation. En particulier, les décisions d'investissement et de déclassement sont basées sur une hypothèse de concurrence pure et parfaite, où les acteurs sont supposés rationnels et omniscients.

Aversion au risque : L'aversion au risque des acteurs est évoquée, néanmoins les hypothèses en termes d'impact du risque sur le coût du capital (ou *hurdle rates*) sont exogènes à la modélisation. Plus précisément, le coût du capital, pour des projets de maintien de capacités existantes ou d'investissement dans de nouvelles capacités, est supposé plus faible en présence d'un mécanisme de capacité que dans le cas d'un marché *energy-only* (car les revenus y sont moins incertains), et encore plus faible dans le cas où le mécanisme de capacité permet une participation explicite des capacités transfrontalières (l'argument avancé est que la concurrence est supposée s'accroître et faire baisser les attentes de rendement des investisseurs). Les chiffres précis du coût du capital utilisés dans l'étude ne sont toutefois pas explicités.

Horizon temporel et aléas représentés : dans cette étude, les décisions d'investissement sont simulées sur un contexte économique et énergétique dynamique, couvrant une période de 30 ans. Ceci permet de tenir compte du rythme de croissance de la demande, de l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables, des fermetures de centrales planifiées ainsi que de l'évolution du prix de l'énergie et de la capacité au cours du temps. Des aléas de long terme sur l'évolution du prix du carbone, du prix du gaz et de la pénétration des EnR sont représentés. Les aléas de court terme (sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques) sont également représentés par différentes chroniques mais leur impact sur le risque des projets n'est pas pris en compte.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : le comportement des acteurs sur le marché de l'énergie est supposé être différent selon qu'il existe ou non un mécanisme de capacité dans le pays considéré. Ainsi, en présence d'un

mécanisme de capacité, le comportement des acteurs sur le marché de l'énergie reflète une hypothèse de concurrence pure et parfaite (les acteurs offrent sur le marché à leur coût marginal) tandis qu'en l'absence de mécanisme de capacité, ceux-ci sont supposés appliquer un *mark-up* sur le prix de leurs offres, dépendant de la tension sur l'équilibre offre-demande, et leur permettant *in fine* d'améliorer la couverture de leurs coûts fixes.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé correspond à un mécanisme stylisé où toutes les capacités peuvent participer (*market-wide*). La sélection des capacités les plus compétitives est effectuée en croisant les offres des capacités avec une courbe de demande, constituée d'un volume minimal de demande (demandé à un prix égal au plafond de prix) et d'un point de volume maximal de demande (dont le prix demandé serait alors proche de zéro). La méthodologie employée pour la construction précise de cette courbe n'est pas ou peu développée. Les quelques éléments d'explication publiés suggèrent toutefois que le point de volume maximal demandé correspond au pic de demande et que le point de volume minimal de demande est construit sur la base d'un critère de marge (*reserve margin ratio*), qui n'est pas explicite.

Architectures de marché étudiées : quatre architectures de marché principales sont étudiées :

- (i) marché *energy only* « imparfait » avec notamment un plafond de prix à 3000 €/MWh, supposé refléter les dispositions de marché actuelles ;
- (ii) marché *energy only* « amélioré » avec notamment un plafond de prix élevé au niveau de la VoLL (en pratique, d'autres dispositions comme la participation des effacements au marché ou encore l'amélioration du fonctionnement des mécanismes de court terme, différencient aussi les deux architectures de marché *energy only* susmentionnées) ;

- (iii) marché de l'énergie amélioré complété par un mécanisme de capacité avec prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères dans 4 pays (France, Italie, Royaume-Uni, Irlande) ;
- (iv) marché de l'énergie amélioré complété par un mécanisme de capacité avec participation explicite des capacités étrangères dans les 4 mêmes pays.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : les marchés de l'électricité et les décisions d'investissement ou de maintien des capacités sont simulés sur le périmètre des 28 pays membres de l'Union européenne, sur la période 2021-2050.

Données sur la demande et la production : les hypothèses de contexte (demande, prix des combustibles, capacités installées des filières EnR, etc.) sont basées sur le scénario PRIMES EU2027 de la Commission européenne. Pour la représentation des aléas de court terme, le modèle PRIMES/IEM prend en entrée 52 chroniques de demande et de production.

Principaux résultats

Sur la problématique n°2 associée à la sécurité d'approvisionnement et aux investissements futurs en capacités de production et d'effacement, l'étude d'impact de la Commission semble conclure de l'analyse quantitative que l'architecture de marché *energy only* améliorée est l'option la plus efficace économiquement pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Plus précisément, par rapport à la situation actuelle (marché de l'énergie avec plafonds de prix peu élevés et existence de règles de priorité d'injection pour certaines filières), l'élévation des caps de prix dans le cadre d'un marché *energy only* avec plafonds de prix rehaussés, associée à la mise en place d'une équité de traitement (*level-playing field*) entre toutes les capacités¹, permettrait d'économiser de l'ordre de 5 Mds€/an

1. L'équité de traitement consisterait à mettre fin aux règles existantes en termes de priorité d'injection pour les énergies renouvelables (notamment solaire, éolien et biomasse).

sur l'ensemble de l'Union européenne² (le gain n'étant donc pas uniquement lié à l'élévation des caps de prix).

En revanche, dans le cas où un mécanisme de capacité est mis en place dans 4 pays, avec une prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères (resp. une participation explicite des capacités étrangères), l'estimation de coût total annuel pour le consommateur est de 4 Mds€ supérieur (resp. 500 M€ supérieur) au cas d'un marché *energy only* avec plafonds de prix rehaussés. L'analyse précise par ailleurs que la répartition de ces surcoûts n'est pas uniforme sur la plaque européenne : les 4 pays qui sont supposés introduire un mécanisme de capacité sont supposés subir de forts surcoûts tandis que les autres pays profitent de baisses de coûts significatives.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

L'analyse d'impact de la Commission européenne permet d'évaluer l'impact d'un grand nombre de mesures différentes relatives à l'architecture des marchés de l'électricité, en utilisant différentes modélisations selon les problématiques étudiées. L'analyse est accompagnée de nombreuses annexes et publications diverses de plusieurs centaines de pages détaillant ces différentes modélisations. Néanmoins, certaines informations et hypothèses manquent pour obtenir une interprétation consolidée des résultats.

Certains aspects de modélisation témoignent d'une volonté de représenter des caractéristiques essentielles du fonctionnement des marchés de l'électricité, mais leur représentation semble très discutable et peu détaillée. Par exemple, l'aversion au risque des acteurs est mentionnée dans l'analyse qualitative et représentée dans le modèle par un coût du capital différencié mais cette différenciation des coûts du capital reste exogène et donc fixée *a priori*. L'étude ne permet donc pas de répondre aux interrogations sur le niveau de risque perçu par les exploitants de capacité dans les différentes architectures de marché. Autre exemple : le mécanisme de capacité modélisé correspond bien à un mécanisme *market-wide* et basée sur une courbe de demande et un critère de sécurité d'approvisionnement mais (i) le mécanisme est « stylisé » et ne représente en fait pas un marché dans lequel les moyens de production et d'effacement offrent

à leurs coûts marginaux de capacité³ et (ii) le critère de marge utilisé pour le dimensionnement du mécanisme n'est pas précisé. Enfin, si les décisions de maintien ou non des capacités dans le marché sont bien basées sur un critère de rentabilité économique, il est important de noter que l'analyse suppose l'existence, quelle que soit l'architecture de marché considérée, d'une réserve spécifique contractualisée par le GRT pour assurer un volume total de capacités par pays égal à celui nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement (i.e. le niveau de capacités obtenu dans le scénario de référence EUCO27 de la Commission). En toute rigueur, même l'architecture labellisée EOM dans l'étude n'est donc pas vraiment *energy only* puisqu'elle intègre un mécanisme de réserve spécifique permettant de se ramener à un niveau de sécurité d'approvisionnement donné. L'étude ne répond donc pas à la question de savoir comment les différentes architectures de marché comparées peuvent affecter le respect des critères de sécurité d'approvisionnement. En revanche, elle met à nouveau en évidence le fait que de nombreuses capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne parviennent pas à couvrir leurs coûts fixes avec les revenus du seul marché de l'énergie. Les rédacteurs de l'étude menée pour la Commission européenne semblent d'ailleurs conscients des limites méthodologiques de l'étude et des conclusions qui peuvent en être tirées :

«Despite the sophisticated approach of the PRIMES-OM model, we take a clear position that the model is not able to answer the question whether an energy-only market is a better design than a market with a capacity mechanism. The modelling difficulties and the impossibility of verifying the modelling assumptions lead us to this statement.»

Ainsi, à la lecture de cette étude, il n'est pas possible de clairement identifier les raisons pour lesquelles l'introduction d'un mécanisme de capacité se traduit pour la collectivité par un surcoût, comparativement à une architecture de marché *energy only* fondée sur des pics de prix. Il est en effet probable que ce surcoût soit inhérent aux hypothèses employées, dans la mesure où celles-ci semblent postuler un dimensionnement inefficace des mécanismes de capacités représentés.

2. En supposant que ces bénéfices sont proportionnels à l'énergie consommée dans chacun des pays, le gain pour la France serait d'environ 830 M€/an.

3. Plus précisément, le prix d'équilibre de la capacité est déterminé comme une fonction du ratio entre la capacité offerte et la capacité demandée.

Description et analyse de l'étude FTI-CL Energy (2016)

Contexte

Cette étude a été menée par FTI-CL à la demande de RTE. Celle-ci avait un double objectif :

- 1) évaluer les impacts du mécanisme de capacité français (par rapport à une architecture de marché *energy only* avec cap à 3000 €/MWh) sur différents indicateurs, dont notamment la sécurité d'approvisionnement, les prix de l'énergie et le coût pour les consommateurs ;
- 2) comparer ces impacts avec ceux d'autres interventions publiques en matière de régulation des marchés de l'électricité européens (les mécanismes de soutien en faveur des énergies renouvelables, le moratoire sur le nucléaire et la réserve stratégique en Allemagne, ou encore le prix plancher du carbone au Royaume-Uni).

Le rapport d'étude a été publié en juillet 2016 et est consultable sur le site de FTI-CL Energy, à l'adresse suivante :

<http://www.fticonsulting.com/fti-intelligence/research/eu-power-markets/the-french-capacity-mechanism>

Modélisation

Concurrence et comportement/information des acteurs : Les décisions d'investissement, de mise sous cocon, de déclassement et de dispatch des acteurs sont endogènes à la modélisation. En particulier, les décisions d'investissement, de mise sous cocon et de déclassement sont basées sur une hypothèse de concurrence pure et parfaite, suivant laquelle les acteurs sont parfaitement rationnels et omniscients (cependant ils ne peuvent anticiper les aléas de court-terme).

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs est représentée via une modification du coût du capital des projets d'investissement, en fonction d'une estimation de la variabilité des revenus. Le coût du risque est supposé être un coût réel pour la collectivité⁴ (autrement dit, une augmentation du coût du capital entraîne des surcoûts en termes de surplus collectif).

Horizon temporel et aléas représentés : dans cette étude, les décisions d'investissement sont simulées sur un contexte économique et énergétique dynamique, couvrant une période d'environ 25 ans. Ceci permet de

tenir compte du rythme de croissance de la demande, de l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables, des fermetures de centrales planifiées ainsi que de l'évolution du prix de l'énergie et de la capacité au cours du temps. Les aléas de « court-terme » (sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques) sont modélisés. En revanche les aléas de « long terme » (sur le contexte économique et énergétique⁵) ne sont pas représentés.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme :

le marché de l'énergie est supposé fonctionner avec des comportements en concurrence pure et parfaite, sauf dans les situations de tension et de pénurie sur l'équilibre offre-demande dans lesquelles les acteurs sont susceptibles d'appliquer un « *mark-up* » sur le prix de leurs offres. Les stocks hydrauliques sont représentés et leur utilisation optimisée sur le marché énergie. Le fonctionnement des mécanismes de court-terme tels que les échanges infra-journaliers, la constitution des réserves, le mécanisme d'ajustement et les services système ne sont pas modélisés. En revanche, les rémunérations éventuelles découlant de ces mécanismes sont prises en compte de manière forfaitaire dans les décisions d'investissement ou de déclassement des acteurs.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé correspond à (i) une obligation de capacité, calée sur le critère de 3h de défaillance par an en espérance et (ii) un mécanisme de marché où toutes les capacités peuvent participer.

Architectures de marché étudiées : l'analyse compare les effets d'une architecture de marché *energy only* (avec un plafond de prix à 3000 €/MWh dans le scénario de référence) à ceux d'une architecture comprenant un mécanisme de capacité en France. Une analyse de sensibilité apporte également des éléments sur l'impact d'une solution de marché *energy only* avec plafonds de prix rehaussés. Enfin, d'autres politiques publiques européennes sont étudiées, notamment la réserve stratégique allemande ou encore le prix plancher carbone au Royaume-Uni.

4. Voir section 3.2.5.2 pour plus de précisions.

5. Évolution des capacités EnR ou nucléaires, tendances sur la demande, les prix des combustibles, etc.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel :

les marchés de l'électricité sont simulés à l'échelle de 15 pays européens tandis que les décisions d'investissement et de déclassement sont simulées à la maille de la France uniquement, le tout sur la période 2017-2040.

Données sur la demande et la production :

la représentation des aléas météorologiques s'appuie sur un jeu de 11 tirages annuels d'aléas sur la demande et la production fatale. Ceux-ci sont issus du scénario « Diversification 2030 » du bilan prévisionnel 2014 de RTE, de même que les projections du contexte économique et énergétique (hypothèses de croissance de la demande et des EnR, fermetures planifiées de certains moyens, etc.).

Principaux résultats

L'analyse montre que le mécanisme de capacité français permet, par rapport au marché *energy only* avec un plafond de prix à 3000 €/MWh, (i) à moyen terme de maintenir en fonctionnement certaines capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, et (ii) à long terme de favoriser de nouveaux investissements dans des moyens de production et d'effacement. Ceci conduit ainsi à réduire l'espérance de défaillance à un niveau conforme au critère public de sécurité d'approvisionnement. Le mécanisme de capacité permet également de réduire le risque financier résultant des aléas météorologiques et de leur volatilité et donc de diminuer le coût du capital associé aux moyens de production et d'effacement. Ces deux effets entraînent finalement un gain pour la collectivité de l'ordre de 500 M€/an en moyenne sur la période considérée, dont environ 400 M€/an bénéficie au consommateur.

Les résultats de cette étude quantifient aussi l'impact du mécanisme sur les prix des marchés de l'énergie. Si le mécanisme n'a pas d'impact sur les comportements d'offre des acteurs et donc sur les marchés de l'énergie, il conduit à long-terme le mix vers une situation qui respecte le critère de sécurité d'approvisionnement. Le mécanisme de capacité français tend ainsi à faire baisser l'occurrence des situations de pénurie, et donc celle des épisodes de pics de prix sur les marchés de l'énergie par rapport à une architecture basée sur un marché *energy only* plafonné à 3000 €/MWh. Cet impact sur les prix de marché énergie reste limité à un nombre de pas de temps réduit, et d'un ordre de grandeur inférieur à celui lié aux autres politiques publiques étudiées.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

Cette étude d'impact apporte donc des éléments quantitatifs fondamentaux sur les effets du mécanisme de capacité sur la dynamique d'investissements à long terme, en tenant compte de l'aversion au risque des acteurs à travers une modification du coût du capital en fonction du risque auxquels ces acteurs font face. L'analyse confirme l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et la réduction des coûts pour la collectivité liés à la mise en place du mécanisme de capacité en France, par rapport à une architecture de marché *energy only*.

En revanche, l'absence de représentation des incertitudes de long terme sur l'évolution du contexte, de la demande, de la pénétration des EnR, etc. ne permet pas de tenir compte de l'ensemble des incertitudes dans la simulation des décisions d'investissement, de mise sous cocon ou de fermeture et peut ainsi faire apparaître le mécanisme de capacité comme particulièrement dérisquant.

Description et analyse de l'étude CEEM (2016)

Contexte

Cette étude académique, réalisée dans le cadre d'une thèse au sein de la chaire CEEM et en partenariat avec RTE, vise à étudier l'impact du mécanisme de capacité sur la dynamique d'investissement, en simulant les décisions prises sur la base de critères de décision d'investissement représentant (i) une information imparfaite pour les acteurs et (ii) une simulation de la prise de décision d'un investisseur privé, s'écartant de la décision d'un acteur omniscient et parfaitement rationnel. Par rapport aux autres études détaillées dans ce document, l'analyse permet donc d'éclairer les effets du mécanisme de capacité dans un contexte où les acteurs ont des comportements basés sur une rationalité limitée.

Cette étude a été présentée à la 13^e conférence internationale des marchés de l'énergie européens (EEM). La description de la méthodologie utilisée et des résultats sont détaillés dans deux articles publiés en 2016, accessibles en ligne :

- ▶ Petitet, M., Finon, D., Janssen, T., 2016. Ensuring capacity adequacy during energy transition in mature power markets : A social efficiency comparison of scarcity pricing and capacity mechanism. *CEEM Working Paper n°20*
<http://www.ceem-dauphine.org/working/en/ENSURING-CAPACITY-ADEQUACY-DURING-ENERGY-TRANSITION-IN-MATURE-POWER-MARKETS-A-Social-Efficiency-Comparison-of-Scarcity-Pricing-a>
- ▶ Petitet, M., 2016. Effects of risk aversion on investment decisions in electricity generation : What consequences for market design? *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE.
https://www.researchgate.net/publication/303370642_Effects_of_risk_aversion_on_investment_decisions_in_electricity_generation_What_consequences_for_market_design

Modélisation

Concurrence et comportement/information des acteurs : les décisions simulées reflètent un comportement en concurrence pure mais où les acteurs disposent d'une information imparfaite et prennent des décisions s'écartant du cadre de la rationalité parfaite. Ainsi, les critères d'investissement modélisés peuvent conduire à des décisions s'écartant de l'optimalité économique : en effet, les décisions d'investissement sont simulées en supposant que les acteurs maximisent le ratio entre leurs revenus et leurs coûts d'investissement, et en n'évaluant l'évolution de leurs revenus que sur un horizon limité de 5 ans (hypothèse de myopie).

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs est représentée via une fonction d'utilité, qui tend à pénaliser les décisions qui entraînent des revenus incertains. Le risque est supposé modifier les décisions d'investissement des acteurs (désoptimisation par rapport au cas sans aversion au risque), néanmoins le coût de ce risque pour les exploitants de capacités n'est pas comptabilisé dans les coûts pour la collectivité⁶ (il est supposé que ce coût du risque est redistribué et représente un gain pour d'autres acteurs de la collectivité, notamment le secteur financier qui est amené à financer des projets plus risqués mais également plus rémunérateurs).

Horizon temporel et aléas représentés : l'analyse consiste à simuler une succession de décisions d'investissement et/ou de déclassement, sur un horizon de temps de plusieurs années, en utilisant un modèle de « dynamique des systèmes ». Les décisions sont simulées année après année, sur la base d'anticipations partielles de l'évolution du mix électrique et des prix de l'énergie et de la capacité, plus précisément sur un horizon limité de 5 ans, traduisant ainsi une myopie des acteurs. Les aléas de court terme (sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques) sont modélisés. Les incertitudes de long terme (sur l'évolution du contexte énergétique, notamment incertitudes sur les évolutions des capacités EnR ou nucléaires, tendances sur la demande, sur les prix des combustibles, etc.) ne sont pas représentées.

6. Voir section 3.2.5.2 pour plus de précisions.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : le marché de l'énergie est supposé fonctionner avec des comportements en concurrence pure et parfaite. Les stocks hydrauliques sont représentés et leur utilisation est pré-placée sur les heures de consommation résiduelle les plus élevées. Les enjeux de court-terme tels que les échanges *intra-day*, la constitution des réserves, le mécanisme d'ajustement et les services système ne sont pas représentés et leur éventuelles rémunérations ne sont pas prises en considération dans les décisions des acteurs.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé correspond à (i) une obligation de capacité, calée généralement sur le critère de 3h de défaillance par an en espérance (d'autres critères plus contraignants ont également été testés) et (ii) un mécanisme de marché où toutes les capacités peuvent participer, sans discrimination technologique.

Architectures de marché étudiées : la dynamique des décisions d'investissement est simulée pour trois architectures de marché différentes, afin de comparer leurs impacts : marché *energy only* avec plafond de prix à 3000 €/MWh, marché *energy only* avec plafond de prix à 20000 €/MWh et enfin mécanisme de capacité associé à un marché de l'énergie avec plafond de prix à 3000 €/MWh.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : le marché de l'énergie et les décisions d'investissement sont simulés à la maille France, sur la période 2015-2035. La contribution des interconnexions n'est pas modélisée.

Données sur la demande et la production : la représentation des aléas météorologiques s'appuie sur un jeu de 11 tirages annuels d'aléas sur la demande et sur la production fatale, basés sur des chroniques

historiques. Pour les projections du contexte économique et énergétique (hypothèses de croissance de la demande et des EnR, fermetures de certains moyens, etc.), le choix a été fait d'utiliser des données illustratives, et non issus de scénarios prospectifs référencés.

Principaux résultats

L'étude met en évidence l'incapacité du marché de l'énergie avec un plafond de prix à 3000 €/MWh à assurer la sécurité d'approvisionnement en France. L'introduction d'un mécanisme de capacité permet d'assurer le respect du critère de 3h d'espérance annuelle de défaillance et conduit alors à un gain pour la collectivité de l'ordre de 70 à 500 M€ par an (selon que les acteurs de marché sont supposés plus ou moins averses au risque) correspondant essentiellement à une réduction des coûts de l'énergie non distribuée (END).

Le déplafonnement des prix sur le marché de l'énergie ne peut conduire à des effets positifs similaires à ceux de la mise en place d'un mécanisme de capacité que sous l'hypothèse d'absence d'aversion au risque. Lorsque l'aversion au risque des acteurs est prise en compte, le bénéfice pour la collectivité d'une élévation des caps de prix au niveau de la valeur attribuée à la défaillance est inférieur à celui résultant de la mise en place d'un mécanisme de capacité.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

Cette étude donne donc un éclairage complémentaire par rapport aux autres études mentionnées dans ce document, en introduisant une modélisation de la rationalité limitée des acteurs. Les résultats, similaires à ceux des deux autres études (bénéfices engendrés par la mise en place d'un mécanisme de capacité liés à la baisse du volume d'énergie non distribuée et la réduction du risque financier pour les actifs de production) confirment que l'intérêt d'un mécanisme de capacité est robuste aux hypothèses de modélisation du comportement des acteurs.

Description et analyse de l'étude UFE-BDEW (2015)

Contexte

Cette étude, pilotée conjointement par l'UFE et le BDEW et réalisée par Artelys, effectue une comparaison entre :

- 1) les impacts associés à une évolution du *market design* vers un marché doté d'un mécanisme d'obligation de capacité, (i) en France uniquement ou (ii) simultanément en France et en Allemagne ;
- 2) les impacts associés à une évolution vers un marché *energy only* dans lequel les caps de prix seraient relevés à un niveau reflétant le coût de l'énergie non distribuée (END), pour l'ensemble de la zone France-Allemagne (dont les marchés de l'énergie sont couplés).

Cette étude analyse également plus spécifiquement l'importance de la coordination des architectures entre plusieurs pays européens interconnectés, en se focalisant sur la zone France-Allemagne.

Le rapport d'étude et sa synthèse ont été publiés en septembre 2015 sur le site de l'UFE :

<http://ufe-electricite.fr/publications/etudes/article/etude-ufe-bdew-energy-transition>

Modélisation

L'approche retenue consiste à modéliser les décisions des acteurs en termes d'investissements en capacité de production et d'effacement, sur deux pays interconnectés (France et Allemagne), et dans différentes architectures de marché possibles.

Concurrence et comportement/information des acteurs : les décisions d'investissement et de dispatch des acteurs sont endogènes à la modélisation et reflètent un comportement en concurrence pure et parfaite où les acteurs sont parfaitement rationnels et omniscients (cependant ils ne peuvent anticiper les aléas de court-terme).

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs, lors des décisions d'investissement, est représentée à l'aide d'un calcul, endogène au modèle, d'une prime de risque à fournir aux investisseurs en fonction de

la variabilité des revenus. Les primes de risque sont supposées modifier les décisions d'investissement des acteurs (désoptimisation du parc par rapport au cas sans aversion au risque), néanmoins le coût de ce risque pour les exploitants de capacités n'est pas comptabilisé dans les coûts pour la collectivité⁷ (il est supposé que ce coût du risque est redistribué et représente un gain pour d'autres acteurs de la collectivité, notamment le secteur financier qui est amené à financer des projets plus risqués mais également plus rémunérateurs).

Horizon temporel et aléas représentés : l'approche repose sur une vision « statique » qui ne représente pas les dynamiques d'évolution du mix et de la demande ni les aléas de long-terme. Les aléas de court-terme (sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques) sont représentés.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : le marché de l'énergie (couplé entre les deux pays modélisés) est supposé fonctionner avec des comportements en concurrence pure et parfaite. Les stocks hydrauliques sont représentés et leur utilisation optimisée sur le marché énergie. Les enjeux de court-terme tels que les échanges infra-journaliers, la constitution des réserves, le mécanisme d'ajustement et les services système ne sont pas représentés et leurs éventuelles rémunérations ne sont pas prises en considération dans les décisions des acteurs.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé correspond à (i) une obligation de capacité, calée sur le critère de 3h de défaillance par an en espérance et (ii) un mécanisme de marché où toutes les capacités peuvent participer, sans discrimination technologique (*market-wide*).

Architectures de marché étudiées : l'étude couvre l'analyse d'impact de six architectures de marché possibles selon, d'une part le périmètre de la mise en place d'un mécanisme de capacité (en France uniquement, ou en France et en Allemagne ou dans aucune des deux zones dans le cas d'un modèle de marché *energy-only*) et d'autre part selon le plafond de prix

7. Voir section 3.2.5.2 pour plus de précisions.

sur le marché de l'énergie (fixé à 3000 €/MWh ou à 15000 €/MWh, cette dernière valeur correspondant à l'hypothèse de coût de l'énergie non distribuée dans cette étude).

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : les marchés de l'électricité et les décisions d'investissement/de déclasserment sont simulés sur la zone France-Allemagne (les échanges avec les pays voisins étant pris en compte de manière exogène) et pour l'année 2030.

Données sur la demande et la production : la représentation des aléas météorologiques s'appuie sur un jeu de 50 tirages annuels d'aléas sur la demande et sur la production fatale, cohérents avec ceux du scénario Diversification du Bilan Prévisionnel 2014 de RTE.

Principaux résultats

L'étude met en évidence l'incapacité du marché de l'énergie actuel (avec un plafond de prix à 3000 €/MWh) à assurer la sécurité d'approvisionnement en France. L'introduction d'un mécanisme de capacité en France permet, par construction, d'assurer le respect du critère public de sécurité d'approvisionnement en France ainsi que de réduire le volume d'énergie non distribuée (END) en Allemagne. Un tel mécanisme de capacité, lorsqu'il est mis en place en France uniquement, conduit alors à une réduction des coûts pour la collectivité, à la maille France-Allemagne, de l'ordre de 370 M€ par an, essentiellement due à la réduction des coûts de l'énergie non distribuée. Lorsque le mécanisme de capacité est introduit à la fois en France et en Allemagne, ces bénéfices augmentent et montent à 470 M€ par an.

En revanche, l'élévation du plafond de prix actuel sur le marché spot à un niveau équivalent au coût de l'END (i.e. une solution théorique de marché *energy*

only avec plafonds de prix rehaussés) ne suffirait pas à garantir la sécurité d'approvisionnement au niveau visé, l'espérance annuelle de défaillance en France étant supérieure à 3 heures dans une telle architecture de marché. En effet, dans le marché *energy only*, les revenus des moyens de production et d'effacement sont très sensibles aux aléas météorologiques, ce qui introduit un risque pour la rentabilité de tels actifs. Le déplafonnement des prix du marché *energy only* est de nature à augmenter ce risque et donc (i) à limiter les investissements en capacités à un niveau sous-optimal par rapport à celui défini par le critère public de sécurité d'approvisionnement, et (ii) à augmenter les coûts pour la collectivité et pour le consommateur en particulier (du fait de l'augmentation de la prime de risque nécessaire au financement des nouveaux investissements).

Enfin, cette étude montre que des gains supplémentaires pour la collectivité pourraient être atteints en coordonnant la mise en place des mécanismes de capacité à l'échelle européenne.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

La qualité de l'approche méthodologique proposée dans cette étude apporte un réel éclairage s'agissant des effets du mécanisme de capacité français sur le mix et les gains potentiels pour les consommateurs, en intégrant une représentation des interactions entre plusieurs pays ainsi qu'une modélisation de l'aversion au risque. Bien que l'approche ne permette pas de représenter les dynamiques d'évolution du mix car elle est fondée sur une vision statique, elle permet d'identifier l'équilibre théorique résultant des différentes architectures de marché. L'étude permet ainsi de quantifier l'impact de l'élévation des caps de prix en intégrant leur effet en termes de risque.

Description et analyse de l'étude du DECC (2014)

Contexte

Cette étude a été menée par le DECC (*Department of Energy and Climate Change*) britannique dans le cadre de sa consultation sur la réforme des marchés de l'électricité, dans le but d'analyser l'impact économique de la mise en place du mécanisme de capacité en Grande-Bretagne.

La dernière version de l'analyse d'impact du mécanisme de capacité britannique (hors dispositions transitoires) date de septembre 2014 et est publiée en ligne sur le site de l'*Electricity Market Reform* :

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/354677/CM_-_revised_IA_and_front_page_September_2014_pdf_-_Adobe_Acrobat.pdf

Les versions précédentes de l'analyse d'impact sont également accessibles sur le site du ministère britannique, sur la page dédiée à la réforme du marché de l'électricité.

Modélisation

L'analyse d'impact du DECC sur une modélisation pluriannuelle des investissements et du dispatch des moyens de production d'électricité a été menée à l'aide d'un outil d'optimisation dédié appelé *Dynamic Dispatch Model* (DDM).

Concurrence et comportement/information des acteurs : les décisions d'investissement sont endogènes à la modélisation et reflètent un comportement en concurrence pure et parfaite où les acteurs sont parfaitement rationnels et omniscients (cependant ils ne peuvent anticiper les aléas de court-terme).

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs n'est pas représentée.

Horizon temporel et aléas représentés : les décisions d'investissement sont simulées sur un contexte économique et énergétique dynamique, couvrant une période d'une vingtaine d'années. Ceci permet de tenir compte du rythme de croissance de la demande, de l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables, des fermetures de centrales planifiées ainsi que de l'évolution du prix de l'énergie et de la capacité

au cours du temps. Ni les aléas de court terme sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques, ni les aléas de long terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique ne sont représentés.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : le marché de l'énergie est supposé fonctionner avec des comportements en concurrence pure et parfaite, sauf dans les situations de tension et de pénurie sur l'équilibre offre-demande dans lesquelles les acteurs sont susceptibles d'appliquer un « *mark-up* » sur le prix de leurs offres. Les stocks hydrauliques sont représentés et leur utilisation optimisée sur le marché énergie. Le fonctionnement des mécanismes de court-terme tels que les échanges infra-journaliers, la constitution des réserves, l'ajustement de court terme et les services système ne sont pas modélisés.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé correspond à (i) une obligation de capacité, et (ii) un mécanisme de marché où toutes les capacités peuvent participer, sans discrimination technologique (*market-wide*). Le niveau de l'obligation de capacité est basé sur le niveau de capacités nécessaires pour le respect d'un critère de 3 heures de défaillance en espérance, auquel est ajoutée une marge de sécurité de 3 GW, visant à limiter les risques d'aboutir à une situation de sous-capacité.

Architectures de marché étudiées : l'analyse compare les effets d'une architecture de marché *energy only* avec un plafond de prix à 6000 £/MWh dans le scénario de référence à ceux d'une architecture comprenant un mécanisme de capacité au Royaume-Uni.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : les marchés de l'électricité et les décisions d'investissement/de déclassement sont simulés sur l'horizon 2012-2030 et au périmètre de la Grande-Bretagne, les échanges d'énergie avec les pays voisins étant pris en compte de manière exogène.

Données sur la demande et la production : les déterminants de la demande et de l'offre de l'électricité

utilisés dans l'étude d'impact sont issus du corps d'hypothèses établi annuellement par le DECC, et plus précisément de la version 2013 des *Updated Energy Projections* (UEP).

Principaux résultats

L'analyse d'impact quantitative menée par le DECC montre que la mise en place du mécanisme de capacité envisagé permet d'apporter un gain de plusieurs dizaines de millions de livres par an par rapport à une architecture de marché *energy only* avec plafond de prix à 6 k€/MWh (plus précisément, 760 M€ de gains actualisés pour la collectivité sur la période 2012-2035), essentiellement liés à la réduction du volume d'énergie non distribuée. L'analyse tend également à montrer que les coûts de transaction liés à la mise en place du mécanisme de capacité peuvent représenter une partie non négligeable des coûts et peser dans l'analyse coûts-bénéfices.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

Cette analyse d'impact menée par le DECC apporte une vision des impacts du mécanisme de capacité dans un contexte différent de celui du système électrique français et permet ainsi de montrer que les bénéfices apportés par la mise en place d'un tel mécanisme ne sont pas propres au système français mais également applicables à d'autres situations.

La modélisation et les hypothèses dimensionnantes utilisées sont détaillées de manière transparente dans

les publications successives du DECC, et permettent ainsi de bien identifier les effets associés à la mise en place du mécanisme de capacité.

Néanmoins, les résultats de cette étude ne tiennent pas compte (i) de l'existence d'aléas sur les revenus des capacités et donc de l'existence du risque financier associé et qui pourrait être réduit avec l'introduction du mécanisme de capacité, et (ii) des gains supplémentaires pouvant être obtenus avec un mécanisme de capacité bien dimensionné. En effet, l'obligation de capacité modélisée apparaît surdimensionnée puisque celle-ci comprend une marge de sécurité additionnelle de 3 GW par rapport à l'obligation nécessaire au respect du critère de 3 heures de défaillance en espérance.

Enfin, l'étude ne comporte pas de comparaison des impacts associés au mécanisme de capacité avec ceux liés à une évolution vers une architecture de marché *energy only* dans laquelle les plafonds de prix sur le marché de l'énergie seraient élevés au niveau de la VoLL.

Finalement, les gains associés à la mise en place du mécanisme de capacité calculés dans cette étude proviennent de l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement par rapport à une architecture de marché *energy only* avec cap de prix, mais d'une part, ils sont diminués par le surdimensionnement du mécanisme de capacité considéré et d'autre part, ils ne tiennent pas compte des gains en termes de réduction du coût du risque.

Description et analyse de l'étude Frontier Economics – Consentec (2014)

Contexte

Cette étude a été réalisée par les cabinets Frontier Economics et Consentec, pour le BMWi (Ministère Fédéral allemand de l'énergie et de l'économie), dans le cadre de sa consultation sur la réforme des marchés de l'électricité (Green Paper).

L'objectif de cette étude consistait à évaluer les performances de différentes architectures de mécanisme de capacité (réserve stratégique, mécanismes *market-wide* centralisés ou décentralisés, mécanismes sélectifs, etc.) selon plusieurs indicateurs (sécurité d'approvisionnement, efficacité économique, etc.) afin d'apporter des recommandations sur les architectures de marché à privilégier.

La synthèse (disponible en version anglaise) et le rapport complet (en allemand) sont consultables sur le site de Frontier Economics :

Synthèse : <http://www.frontier-economics.com/documents/2014/09/security-of-supply-in-the-electricity-sector-impact-assessment-of-potential-capacity-reliability-mechanisms-for-germany.pdf>

Rapport : <http://www.frontier-economics.com/de/documents/2014/07/folgenabschätzung-kapazitäts-mechanismen-frontier-report.pdf>

Modélisation

Concurrence et comportement/information des acteurs : les décisions d'investissement sont endogènes à la modélisation et reflètent un comportement en concurrence pure et parfaite où les acteurs sont parfaitement rationnels et omniscients (cependant ils ne peuvent anticiper les aléas de court-terme).

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs n'est pas représentée.

Horizon temporel et aléas représentés : les décisions d'investissement sont simulées sur un contexte économique et énergétique dynamique, couvrant une

période de 25 ans, permettant de tenir compte du rythme de croissance de la demande, de l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables, des fermetures de centrales planifiées ainsi que de l'évolution du prix de l'énergie et de la capacité au cours du temps. Cependant, ni les aléas de court terme sur la demande, la disponibilité des moyens, les apports hydrauliques, ni les aléas de long terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique ne sont représentés.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : le marché de l'énergie est supposé fonctionner avec des comportements en concurrence pure et parfaite. Les stocks hydrauliques sont représentés et leur utilisation optimisée sur le marché énergie. Le plafond de prix sur le marché de l'énergie est supposé égal à 15 000 €/MWh dans toutes les simulations. Le fonctionnement des mécanismes de court-terme tels que les échanges infra-journaliers, la constitution des réserves, l'ajustement de court terme et les services système ne sont pas modélisés.

Représentation des mécanismes de capacité : trois modélisations différentes sont appliquées selon le type de mécanisme étudié : (i) réserve stratégique, (ii) mécanisme sélectif (type appel d'offres) et (iii) mécanisme *market-wide*⁸. Pour ce qui est du mécanisme dans lequel toutes les capacités peuvent participer (architecture particulièrement intéressante pour l'étude du cas français), celui-ci est représenté à l'aide d'une obligation de capacité calée sur un critère de défaillance de 3 heures en espérance mais en prenant une hypothèse très conservatrice de contribution nulle des interconnexions à la pointe.

Architectures de marché étudiées : comme indiqué ci-dessus, de nombreuses architectures de marché sont étudiées, au moins de manière qualitative : des marchés *energy only* (avec notamment « l'EOM 2.0 » dans lequel les plafonds de prix seraient relevés au niveau de la VoLL) ou avec différents types de mécanisme de capacité (réserve stratégique, mécanisme de capacité sélectif ou encore mécanismes de capacité centralisés ou décentralisés).

8. Les mécanismes de capacité *market-wide* centralisés et décentralisés sont représentés de la même manière dans l'analyse quantitative, la modélisation ne permettant pas de distinguer une des architectures par rapport à l'autre.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : le marché de l'énergie et les décisions d'investissement sont simulés sur une zone d'une dizaine de pays, sur la période 2015-2039.

Données sur la demande et la production : les données utilisées, et notamment les données de consommation, de production renouvelable, de coûts fixes et de coûts de combustibles, sont issues d'hypothèses propres au cabinet Frontier Economics.

Principaux résultats

Les résultats de l'étude quantitative menée par Frontier Economics et Consentec tendent à montrer que toutes les architectures de mécanisme de capacité possibles conduiraient à des surcoûts importants pour la collectivité par rapport à un « EOM 2.0 » (avec notamment un plafond de prix égal à la VoLL sur le marché de l'énergie). En effet, l'EOM 2.0 est modélisé comme un mécanisme parfait, dans lequel les acteurs prennent des décisions optimales lorsqu'ils ne sont pas averses au risque, tandis que tous les mécanismes de capacité modélisés ne constituent finalement que des contraintes supplémentaires sur le niveau de capacité à atteindre et viennent nécessairement désoptimiser les décisions d'investissement des acteurs de marché.

Par ailleurs, l'étude semble également montrer que certains mécanismes entraînent des surcoûts plus importants que les autres : le mécanisme sélectif apparaît plus coûteux que les mécanismes portant sur toute la capacité, qui apparaissent eux-mêmes plus coûteux qu'un mécanisme de réserve stratégique.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

Cette analyse apporte une comparaison étendue des impacts de différents types de mécanismes de capacité

par rapport à une architecture de marché *energy only*, de manière qualitative et quantitative.

Cependant, sur le plan de la modélisation utilisée, le dimensionnement des différents mécanismes de capacité ne semble pas homogène et les différences en termes de surcoûts pour la collectivité témoignent principalement de la qualité du dimensionnement de chacun de ces mécanismes. Par exemple, le mécanisme de capacité *market-wide* est dimensionné sur la base d'une hypothèse très conservatrice de contribution nulle des interconnexions à la pointe. En réalité, comme les interconnexions n'ont pas une contribution nulle à la pointe, une telle hypothèse conduit à surdimensionner l'obligation de capacité, si bien que l'espérance de défaillance finalement obtenue avec un mécanisme de capacité est proche de zéro, et que certaines capacités présentes dans le mix sont en réalité superflues et donc coûteuses pour la collectivité.

De plus, l'étude quantitative fait l'hypothèse que les acteurs ne sont pas averses au risque. Ainsi, sans aversion au risque et en supposant que le niveau de sécurité d'approvisionnement optimal du parc est déterminé par le coût de l'énergie non distribuée, l'architecture de marché *energy-only* avec plafonds de prix rehaussés apparaît par hypothèse optimale et les autres architectures de marché ne peuvent alors que conduire à des mix sous-optimaux.

Finalement, il semble que la partie quantitative de l'étude de Frontier Economics et Consentec permet seulement de démontrer que dans un système où les acteurs ne sont pas averses au risque, des mécanismes de capacité mal dimensionnés (par exemple ne tenant pas compte de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement) et visant une surcapacité conduiraient à des surcoûts importants pour la collectivité (surcoûts actualisés de plusieurs milliards d'euros sur la période 2015-2039).

Description et analyse de l'étude Thema (2013)

Contexte

Ce rapport a été préparé par Thema Consulting Group, E3M-Lab et COWI, et publié par la Commission européenne en 2013, en marge de sa consultation publique sur le marché intérieur, l'adéquation des capacités et les mécanismes de capacité. Il intègre, au chapitre 7.6, une analyse d'impact de la mise en place d'un mécanisme de capacité dit « asymétrique », c'est-à-dire mis en place dans un seul pays (soit uniquement en France, soit uniquement en Allemagne). Cette analyse visait à évaluer les possibles impacts sur les marchés de l'électricité engendrés par l'introduction de mécanismes de capacité en Europe.

Une analyse critique menée par RTE avait été publiée en avril 2014 dans le rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité. Celle-ci est reprise dans ce rapport afin de la comparer aux autres études d'impact mentionnées, à la lumière de la même grille d'analyse.

Le rapport d'étude est disponible sur le site de la DG Energy :

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_study.pdf

Modélisation

Concurrence et comportement/information des acteurs : dans le scénario servant de référence (scenario EU Reference 2013⁹), les décisions d'investissement ou de déclassement des capacités sont simulées sur la base d'une minimisation des coûts totaux pour le système, reflétant ainsi un marché théorique parfait fonctionnant en concurrence pure et parfaite. L'étude ne préjuge pas vraiment de l'architecture de marché détaillée permettant d'aboutir à cette dynamique optimale d'évolution du mix, mais considère, par hypothèse, qu'une telle architecture s'apparenterait à un marché théorique parfait de type *energy only* dans lequel la demande est élastique¹⁰ et où les producteurs couvrent leurs coûts d'investissements grâce des « contrats pour différence » (cette hypothèse masque

donc l'existence de *missing money* dans une architecture de marché *energy only* dans laquelle le prix ne se fixerait pas à la valeur de l'énergie non distribuée en situation de pénurie). La dynamique d'investissements obtenue sert par ailleurs de point de référence pour la simulation des impacts des différentes architectures de marché, en particulier :

- (i) Dans l'architecture de marché *energy only* : cette dynamique optimale du mix est supposée figée pour la simulation du dispatch dans un marché *energy only*. Les décisions d'investissements ne sont pas remises en question par l'absence de rentabilité des moyens.
- (ii) Dans l'architecture de marché avec mécanisme de capacité : le volume global de capacités, toutes filières et tous pays confondus, est supposé invariant ; seule l'allocation des investissements entre les pays ou entre les filières est éventuellement modifiée en fonction des conditions de rémunération prévue par l'introduction du paiement de capacité.

Par conséquent, l'étude ne simule pas à proprement parler de dynamique d'investissements basée sur un critère de rentabilité des projets de capacités selon les différentes architectures de marché.

Aversion au risque : l'aversion au risque des acteurs n'est pas représentée.

Horizon temporel et aléas représentés : les investissements dans les capacités de production sont simulés sur un contexte dynamique couvrant une période pluriannuelle. Le contexte économique et énergétique est supposé parfaitement connu et les aléas de long terme ne sont donc pas représentés. Les aléas de court terme, sur la demande et la disponibilité des moyens de production, ne sont pas non plus modélisés.

Représentation du marché de l'énergie et des mécanismes de court terme : trois hypothèses de concurrence différentes sont utilisées pour la simulation du marché de l'énergie : concurrence pure et parfaite

9. CE, *EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 – Reference scenario 2013, 2013*

10. Une telle hypothèse sur l'élasticité de la demande permet de représenter des effacements volontaires des consommateurs mais pas des délestages.

(«*marginal cost bidding*»), «*supply function equilibrium*» et compétition à la Cournot. Les mécanismes de court-terme tels que les échanges infra-journaliers, la constitution des réserves, le mécanisme d'ajustement et les services système ne sont pas représentés et leur éventuelles rémunérations ne sont pas prises en considération dans les décisions des acteurs.

Représentation du mécanisme de capacité : le mécanisme de capacité modélisé dans cette étude correspond à un paiement de capacité sélectif pour les nouvelles centrales de type CCG et TAC uniquement, qui est mis en place soit uniquement en France ou soit uniquement en Allemagne, et dont le niveau de paiement est fixé à 40 000 €/MW/an, indépendamment du niveau de sécurité d'approvisionnement existant.

Périmètre, hypothèses et données

Périmètre géographique et horizon temporel : le marché de l'énergie est simulé à l'échelle des pays membres de l'Union Européenne, sur la période 2011-2030.

Données sur la demande et la production : la représentation du fonctionnement du marché de l'énergie s'appuie sur la simulation de neuf jours typiques, pour chaque échéance annuelle. Les projections de long terme sur la demande et la production EnR sont basées sur le scénario «2013 Reference EU» de la Commission européenne.

Principaux résultats

Dans une première partie, l'étude démontre qu'un grand nombre de centrales prévues dans la dynamique optimale du mix ne sont pas rentables avec les seuls revenus du marché de l'énergie. Ainsi, le *missing money* pour les nouvelles centrales de pointe, résultant de l'existence de plafonds de prix sur le marché de l'énergie inférieurs à la valeur de l'énergie non distribuée, est évalué à entre 35 000 et 50 000 €/MW/an en moyenne sur l'ensemble de l'Union Européenne, selon les hypothèses de concurrence sur le marché de l'énergie.

Dans une seconde partie, l'étude s'attache à analyser l'impact de la mise en place d'un paiement de capacité sélectif dans un seul pays de l'Union Européenne. L'étude met alors en évidence un transfert des investissements en capacités de production de l'ordre de plusieurs dizaines de GW, (depuis les pays ayant une architecture de marché *energy only* vers le pays ayant mis en place un mécanisme de capacité), ainsi qu'une distorsion de la structure du mix (diminution des capacités de base et augmentation des centrales CCG et TAC) du fait de la discrimination technologique occasionnée par une telle architecture de marché. Cette distorsion du mix entraîne par ailleurs une augmentation du coût pour le consommateur, estimée à plus de 4,5 Mds€/an lorsque le paiement de capacité est appliqué uniquement en France.

Analyse critique et conditions de validité des résultats

La modélisation utilisée dans cette étude n'est pas adaptée pour l'analyse d'impact du mécanisme de capacité français. D'une part, les hypothèses prises pour la représentation du mécanisme de capacité sont à l'opposé des choix effectués dans le mécanisme français. En effet, l'architecture du mécanisme de capacité français est basée sur les volumes via un mécanisme de marché décentralisé et *market-wide*, et ne peut être représenté par un paiement de capacité sélectif. En effet, un tel dispositif de paiement sélectif pourrait créer des distorsions dans les décisions d'investissement dans la mesure où il favorise certaines filières (celles qui sont rémunérées pour leur capacité) par rapport à d'autres. D'autre part, l'absence de comptabilisation des coûts de défaillance empêche toute évaluation des bénéfices liés à la mise en place du mécanisme. Enfin, les impacts des architectures de marché sur la rentabilité des capacités et donc sur l'évolution du mix ne semblent pas correctement représentés : le volume de capacités présentes en Europe est en effet supposé fixé de manière exogène (et n'est donc pas estimé sur la base d'un calcul de rentabilité) et seule la répartition géographique des capacités est supposée affectée.

ANNEXE 2 : FONCTION D'UTILITÉ UTILISÉE POUR REPRÉSENTER L'EFFET DU RISQUE SUR LE COÛT D'ACCÈS AU CAPITAL

L'effet du risque sur le coût de financement des nouvelles capacités est représenté à partir d'une fonction d'utilité (concave). La prime de risque issue de cette fonction d'utilité correspond au surcoût du capital résultant du risque.

La fonction d'utilité utilisée dans le cadre de cette étude constitue une solution de modélisation pour représenter l'effet du risque sur le coût du capital et non comme une modélisation visant en soi à représenter une aversion des acteurs au risque. Ceci signifie que les acteurs ne sont pas modélisés comme étant averses au risque, au sens où ils auraient une préférence pour un bilan économique peu risqué, mais qu'ils sont modélisés comme cherchant à optimiser leur bilan économique en espérance en tenant compte des effets du risque sur leurs coûts de financement. Si la notion d'aversion au risque est utilisée dans la suite de cette section, il ne s'agit bien que de représenter l'effet du risque sur le coût du capital.

L'utilisation d'une fonction d'utilité est une approche fréquemment utilisée dans les modèles représentant l'aversion au risque des acteurs de marché^{11,12}. Ce type d'approche repose généralement sur l'idée que les décisions des acteurs¹³ maximisent l'espérance de l'utilité associée à leurs revenus, et non pas simplement l'espérance de leurs revenus.

Pour un acteur averse au risque, l'idée générale consiste à utiliser une fonction d'utilité concave qui vérifie ainsi la propriété suivante : l'espérance de l'utilité est inférieure à l'utilité de l'espérance.

$$E[U(x)] \leq U(E[x])$$

Suivant cette logique, un acteur accordera ainsi une utilité plus importante à un investissement conduisant à un revenu certain plutôt qu'à un investissement qui conduirait à la même espérance de revenus mais à des revenus plus variables (donc plus incertains).

Pour donner un exemple concret, il est proposé de prendre le cas d'une décision d'investissement dans une centrale de production d'électricité, conduisant à un revenu incertain pouvant prendre les valeurs (actualisées) R_1 ou R_2 , de manière équiprobable. En l'absence d'aversion au risque, l'acteur considéré investira dès lors que les coûts totaux actualisés du projet sont inférieurs à l'espérance de revenus actualisés, soit $(R_1 + R_2)/2$. En revanche, dès lors que l'acteur est averse au risque, l'espérance de l'utilité est inférieure à l'utilité des revenus moyens et l'arbitrage économique peut être modifié. Ainsi, l'acteur averse au risque investira si les coûts du projet sont inférieurs à « l'équivalent certain » EC associé aux revenus probabilisés, qui est défini comme le revenu certain assurant la même utilité que l'espérance de l'utilité de la distribution de revenus probabilisés, i.e. :

$$EC \text{ défini par : } U(EC) = \frac{U(R_1) + U(R_2)}{2} < U\left[\frac{R_1 + R_2}{2}\right]$$

(Remarque : U étant une fonction strictement croissante, $EC < \frac{R_1 + R_2}{2}$)

et critère de décision d'investissement : $Coûts_{\text{Sans Risque}} \leq EC$

Enfin, la prime de risque peut être définie comme la différence entre l'espérance de revenus et l'équivalent certain de la distribution de revenus possibles pour un investissement donné, i.e. :

$$EC + PrimeRisque = E[Revenus] = \frac{R_1 + R_2}{2}$$

et critère de décision d'investissement :

$$Coûts_{\text{Sans Risque}} + PrimeRisque \leq \frac{R_1 + R_2}{2}$$

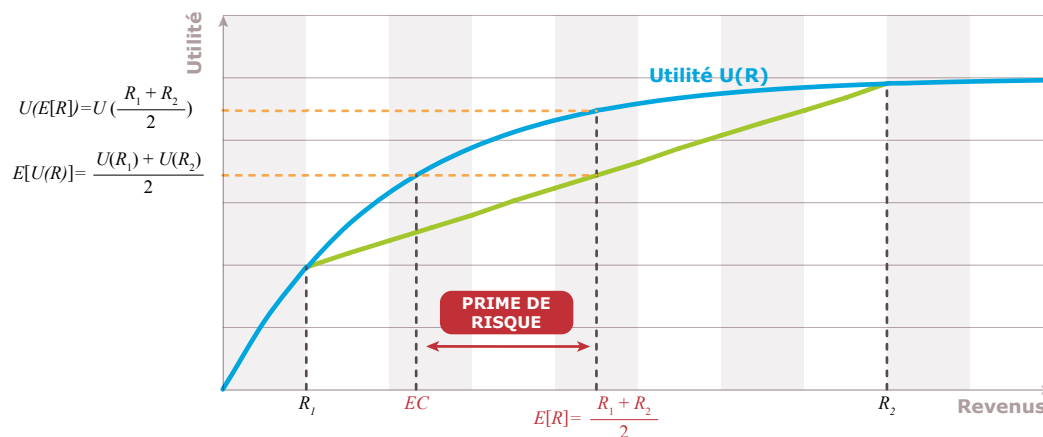
Finalement, le critère d'investissement peut être formulé de deux manières équivalentes :

11. Voir, par exemple, Petitet, 2016, *Long-term dynamics of investment decisions in electricity markets with variable renewables development and adequacy objectives*, thèse soutenue le 29 novembre 2016

12. La modélisation utilisée dans l'étude CEEM et celle retenue dans l'étude présentée dans cette section diffèrent par ailleurs sur certains points, notamment en termes de modélisation de l'information et de la rationalité des acteurs.

13. VON NEUMANN, J. et MORGENTERN, O., *Theory of games and economic behavior*. Princeton university press, 1947.

Figure 29. Illustration de la fonction d'utilité appliquée aux revenus et permettant la représentation du risque



- (i) «L'investisseur finance le projet dès lors que les coûts actualisés (au taux d'actualisation sans risque) du projet sont inférieurs à l'équivalent certain de la distribution de revenus probabilisés» ;
- (ii) Ou : «l'investisseur finance le projet dès lors que la somme des coûts actualisés au taux sans risque et de la prime de risque, est inférieure à l'espérance de revenus».

Les notions définies ci-dessus et la modification de l'arbitrage économique découlant de l'aversion au risque d'un acteur sont illustrées sur la figure 29.

La littérature économique propose différentes fonctions d'utilité permettant de représenter l'aversion au risque des agents. En particulier, deux types de fonctions d'utilité classiques sont les fonctions CARA (*constant absolute risk aversion*) qui supposent que le niveau absolu d'aversion au risque n'augmente pas avec la richesse initiale des agents, et les fonctions CRRA (*constant relative risk aversion*) qui, au contraire, supposent que le niveau absolu d'aversion au risque varie avec la richesse initiale des agents. Ces fonctions d'utilité ont été historiquement proposées et discutées par Arrow et Pratt dans une série d'ouvrages et d'articles publiés entre 1964 et 1970¹⁴. La fonction d'utilité

retenue dans cette étude est une fonction exponentielle concave précisée ci-dessous, qui conserve la propriété mathématique de séparabilité des fonctions CARA et introduit une normalisation par l'espérance permettant de se rapprocher des propriétés des fonctions CRRA.

$$U(\text{Revenus}) = 1 - \exp\left(-\alpha \cdot \frac{\text{Revenus}}{\text{Esp}[\text{Revenus}]}\right)$$

Le coefficient α , normalisé par l'espérance des revenus associés à chaque projet $\text{Esp}[\text{Revenus}]$, correspond à la mesure d'Arrow-Pratt d'aversion absolue pour le risque. Plus ce coefficient est élevé et plus la courbure de la fonction d'utilité sera importante, ce qui traduit une plus forte sensibilité du coût du capital au risque. L'étude présentée ici retient un coefficient $\alpha = 2$, cohérent avec l'ordre de grandeur des coefficients utilisés dans d'autres études similaires¹⁵. Une analyse de sensibilité à la valeur de ce critère¹⁶ est par ailleurs proposée en partie 3.3.5.

La modélisation de l'impact financier du risque sur le coût du capital qui a été retenue dans cette étude s'appuie donc sur l'utilisation d'une fonction d'utilité concave, qui est une technique reconnue, utilisée dans de nombreux ouvrages académiques et recommandée par certains économistes¹⁷.

14. ARROW, K. J., Aspects of the theory of risk-bearing. Yrjö Jahnessonin Säätiö. 1965.

ARROW, K. J., Essays in the theory of risk-bearing. Amsterdam, London : North-Holland. 1970.

Pratt, J. W., Risk aversion in the small and in the large. *Econometrica : Journal of the Econometric Society*, 1964. pages 122-136.

15. PETITET, M. Effects of risk aversion on investment decisions in electricity generation : What consequences for market design? Proceedings of the 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE. 2016.

16. À titre d'illustration, pour un coefficient d'aversion au risque $\alpha=2$ et un investissement conduisant de manière équiprobable à des revenus égaux à 10M€ ou 20M€, la prime de risque sera égale à 10% de la valeur moyenne des revenus, soit 1,5 M€.

17. AID, R. A review of optimal investment rules in electricity generation. In *Quantitative Energy Finance*, Springer, 2014. p3-40.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

