

Rapport

**au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie
numérique**

sur

**la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la
loi NOME**

1^{er} octobre 2011

Synthèse

L'organisation actuelle des marchés de l'électricité en France résulte de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, désormais codifiée au sein du code de l'énergie. Elle repose sur la responsabilisation des acteurs du marché : chaque fournisseur est responsable de l'approvisionnement en électricité de ses clients. Ce mécanisme trouve concrètement sa forme dans le concept de Responsable d'Equilibre, clef de voûte de l'architecture actuelle du marché français, et aujourd'hui adopté dans la plupart des pays européens. Toute consommation soutirée et toute production injectée sur le réseau de transport ou de distribution doivent être affectées à un Responsable d'Equilibre. Les marchés, qu'ils soient organisés ou non (marchés spot, des marchés à terme ainsi que de l'ensemble des échanges bilatéraux), permettent aux acteurs d'acheter ou vendre de l'énergie afin d'équilibrer leur portefeuille (leur « périmètre »). Les écarts éventuels font l'objet d'un traitement financier dans le cadre d'un mécanisme de règlement des écarts en énergie. Le prix de règlement des écarts est conçu de façon à inciter les acteurs à équilibrer leur périmètre en amont du mécanisme d'ajustement, lequel ne traite que les aléas résiduels.

La sécurité d'alimentation est ainsi supposée assurée par le fonctionnement des marchés de l'énergie et par les opportunités commerciales qu'ils procurent à leurs participants. Toutefois, le critère de sécurité d'alimentation fixé par les pouvoirs publics (défaillance de moins de 3 heures par an en espérance) n'est pas intégré dans les règles qui encadrent l'organisation des échanges sur ces marchés. Dès 2000, les pouvoirs publics ont donc souhaité doter l'Etat de la possibilité d'agir sur les investissements en matière de production d'électricité, au travers de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité prévue à l'article 8 de la loi n°2000-108 précitée codifié aux articles L.311-10 et suivants du code de l'énergie. Un appel d'offres peut être lancé dans le cas où les investissements réalisés par les acteurs du marché sur la base de leurs seules perspectives commerciales ne permettraient pas d'atteindre le niveau requis de sécurité d'approvisionnement. Pour cela, les pouvoirs publics se basent notamment sur le diagnostic de l'adéquation de capacité établi par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.

Cette organisation du système électrique français a jusqu'à aujourd'hui permis d'assurer de manière satisfaisante l'adéquation de capacité. Elle a notamment conduit à la construction de capacités de production d'électricité lorsque cela était nécessaire. Cependant, un débat spécifique sur les investissements en moyens de pointe s'est fait jour. L'organisation actuelle des marchés n'a pas conduit à maîtriser l'évolution de la forme de la consommation d'électricité de manière efficace. **La croissance continue de la pointe de consommation, beaucoup plus rapide que celle de la consommation moyenne, pose aujourd'hui potentiellement problème, tant vis-à-vis des objectifs de maîtrise de la demande en énergie fixés dans le cadre du Grenelle de l'environnement que des risques induits sur la continuité d'approvisionnement en électricité.** Ainsi, si l'architecture du

marché semble avoir joué jusqu'ici son rôle du côté de la production, elle n'a pas été capable d'inciter à une évolution vertueuse de la structure de la consommation ni de favoriser l'effacement de consommation, alors même que des doutes sont exprimés sur la rentabilité de nouveaux investissements dans des moyens de production de pointe.

*

* *

Ce constat a conduit le Ministre en charge de l'énergie à lancer en juin 2009 un groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, dont la présidence a été assurée par Monsieur Bruno Sido, sénateur de la Haute-Marne, et Monsieur Serge Poignant, député de Loire-Atlantique. Le rapport issu des travaux de ce groupe de travail, remis au Ministre d'Etat le 1^{er} avril 2010, confirme le diagnostic sur l'accroissement rapide des pointes de consommation et présente un ensemble de propositions pour y remédier. Une de ces propositions consiste en la création d'une obligation de capacité pour les fournisseurs, c'est-à-dire une responsabilisation en puissance sur la consommation électrique de leurs clients. La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) a repris cette proposition dans son article 6 en instaurant un mécanisme de capacité sur le territoire continental métropolitain. L'article 6 de la loi NOME prévoit notamment que *« chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. Les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel mentionné à l'article 6 de la présente loi. »*

Le 4 février 2011, le Ministre en charge de l'énergie a confié à RTE l'organisation d'une concertation large sur la mise en œuvre du mécanisme et la rédaction d'un rapport de proposition. RTE a mené cette concertation et cherché à dégager les grandes lignes d'un modèle répondant aux objectifs suivants :

- **assurer l'adéquation physique et la sécurité d'approvisionnement** du pays en tenant compte des éléments actuels de diagnostic sur l'adéquation de capacité ;
- **inciter à la maîtrise de la consommation**, tout particulièrement lors des périodes de pointe ;
- **s'intégrer harmonieusement dans les contextes français et européens** des marchés de l'électricité, dans le respect des principes déjà mis en œuvre ;
- **atteindre ces objectifs au meilleur coût pour le consommateur final et la société**, c'est-à-dire que le versement de toute rémunération doit s'accompagner d'une réelle amélioration de la situation pour les contributeurs.

La concertation a débuté par l'analyse des exemples internationaux de mécanismes de capacité. D'emblée, cette étape a montré le besoin d'une solution originale et adaptée au contexte français (en hiver, 1°C de moins entraîne en France une consommation supplémentaire pouvant atteindre 2800 MW, soit plus que la consommation supplémentaire de tout le reste de l'Europe continentale), qui diffère largement de celui qui a présidé à la mise en place des mécanismes de capacité américains. Ces derniers ont en effet résulté non pas d'un besoin lié à l'évolution et à la structure de la consommation, mais de la nécessité de rationaliser des mécanismes antérieurs de soutien à la production, avec des résultats d'ailleurs controversés. Le « fil conducteur » suivi par RTE a ainsi consisté à rechercher pour la France un mécanisme adapté à ses spécificités et notamment à l'objectif de modération des consommations électriques en période de pointe.

Cette phase de concertation étant achevée, RTE peut, conformément à la demande du Ministre, proposer un ensemble de préconisations relatives à l'organisation du marché de capacité prévu par la loi.

*

* *

Quatre principes forts structurent la proposition de RTE.

Le *premier principe*, fondamental pour garantir la sécurité d'alimentation et remplir les objectifs associés au mécanisme, consiste à **assortir toute rémunération de capacité d'une contrepartie en termes de disponibilité effective et contrôlable des dites capacités**. Un mécanisme de capacité qui aboutirait à rémunérer des capacités sans garantie que celles-ci seront en mesure de contribuer effectivement à la sécurité d'alimentation du pays ferait échec à l'objectif de sécurisation de l'alimentation électrique ainsi qu'à celui d'efficacité économique. L'engagement de la disponibilité des capacités entrant dans le champ du mécanisme lors des périodes durant lesquelles ces capacités sont le plus nécessaires constituera une plus-value réelle par rapport au fonctionnement actuel du marché, qui permettra de contribuer efficacement à la sécurisation de l'alimentation du territoire.

Le *second principe* est de permettre une anticipation et une sécurisation des investissements de production et d'effacement de consommation à coût minimal pour le consommateur final. Ce principe est toutefois difficile à mettre en œuvre pratiquement, comme l'ont montré les résultats des expériences antérieures à l'étranger. Quel que soit le mécanisme de capacité retenu, le fondement économique de décisions d'investissement rentabilisés sur des durées très longues (plusieurs dizaines d'années) repose sur les anticipations à long terme des acteurs, le signal prix de capacité pouvant être très erratique, y compris lorsqu'un acheteur unique a été mis en place (sur le système PJM, le prix peut fluctuer de 100% d'une année sur l'autre). Fort de ce constat, **RTE a choisi de préconiser la mise en place de véritables mécanismes de marché, basés sur les sanctions et pénalités prévus par la loi. Ces mécanismes se rapprochent autant que possible des mécanismes qui ont prouvé leur efficacité sur les marchés de l'énergie**, comme le concept de « responsable d'équilibre ». L'ouverture anticipée du registre de certification plusieurs années avant la période de livraison donnera la possibilité aux offreurs de capacité de valoriser plusieurs millésimes de certificats et de disposer ainsi de davantage de visibilité pour sécuriser leurs investissements.

Le *troisième principe* concerne le choix entre les différentes architectures de marché possibles, à la fois au niveau de la détermination des obligations (dimensionnement dynamique ou fixe) et du type de couverture des besoins (acheteur unique ou marché avec fournisseurs actifs). Cette question a été largement débattue ; elle n'est pas consensuelle. **Le modèle attribuant à chaque fournisseur un rôle actif dans la couverture de ses obligations apparaît à RTE le seul permettant d'agir de manière efficace sur la croissance des pointes de consommation en électricité, qui se trouve à la base du diagnostic porté par les pouvoirs publics sur la sécurité d'alimentation de la France en électricité.** En effet, l'architecture proposée offre des leviers supplémentaires pour assurer l'adéquation de capacité, en rendant les fournisseurs responsables de contrôler eux-mêmes le respect de leurs obligations soit via l'acquisition de certificats de capacités supplémentaires, soit via la réduction de leur contribution à la pointe de consommation nationale. Propre à la solution proposée par RTE, cette souplesse s'inscrit dans les politiques actuelles de renforcement de la sobriété énergétique et contribue par la-même efficacement à l'atteinte de l'objectif visé de sécurisation d'alimentation pendant les périodes de pointe.

Enfin, le *quatrième principe* concerne l'insertion du mécanisme dans les dispositifs actuellement en vigueur concernant le marché de l'énergie, et notamment leur dimension européenne. **La proposition de RTE jette les bases d'une reconnaissance mutuelle et d'une harmonisation des mécanismes de capacité mis en place de part et d'autres des frontières françaises, et est donc compatible avec la position de la France au cœur de l'Europe de l'électricité.** Elle préconise la possibilité à terme de faire participer, sous conditions (notamment de réciprocité), des capacités situées à l'étranger au mécanisme français. Tant que ces conditions ne sont pas remplies, empêchant la participation directe de capacités étrangères et impliquant l'engagement de travaux complémentaires, RTE propose une prise en compte implicite des capacités d'interconnexion à travers une diminution du taux de marge requis pour l'ensemble des fournisseurs.

Les grandes lignes du mécanisme correspondant à ces différents principes sont détaillées ci-dessous.

1. Le choix du modèle de marché de capacités le mieux adapté à la situation française, à la lumière des expériences internationales

Les exemples internationaux de dispositifs visant à assurer l'adéquation de capacité sont très variés, pour la plupart en évolution régulière et fortement dépendants des spécificités nationales ou régionales. En particulier, l'adaptation d'un mécanisme de capacité au contexte général, et notamment à l'architecture des marchés de l'énergie qu'il vient compléter, est cruciale pour son bon fonctionnement. Il n'existe donc pas de solution universelle mais un ensemble d'expériences permettant d'apporter un éclairage sur les principaux écueils à éviter.

Pour le modèle de marché de capacité français, le choix qui semble le plus pertinent à RTE est de rester proche de l'organisation actuelle en vigueur sur les marchés de l'énergie, en laissant à chaque acteur la responsabilité de remplir ses obligations non couvertes par ses propres capacités de production ou d'effacement par des échanges bilatéraux ou via des marchés organisés. Une notion

de « responsable d'équilibre en capacité », analogue à celle de Responsable d'Equilibre en énergie, pourrait être créée.

Cette proposition s'inscrit dans le cadre pragmatique d'une adaptation du mécanisme au contexte existant, indispensable à son bon fonctionnement ainsi qu'à son déploiement rapide. Cette organisation, basée sur l'engagement de tous dans le respect des responsabilités attribuées par la loi, permet une implication réelle des fournisseurs dans les efforts de maîtrise de la consommation en période de pointe. L'atteinte des objectifs du mécanisme, et notamment celui d'une maîtrise de la consommation à la pointe, repose donc sur le choix d'une architecture réellement responsabilisante.

2. Les méthodes de certification des capacités et les caractéristiques techniques des différents produits de capacité qui pourront s'échanger

Afin de faciliter les échanges, il est préférable qu'il n'existe qu'un seul produit de capacité, a minima lors du démarrage du mécanisme. Ceci est possible en évaluant, lors du processus de certification, chaque capacité sur la base de la défaillance qu'elle permet d'éviter. Ainsi, l'hétérogénéité des moyens de production et d'effacement est transformée en garanties de capacités normatives à l'aune de leur apport à la sécurité d'alimentation.

L'équilibre offre-demande en électricité ne peut être assuré en temps réel que par une disponibilité effective des capacités de production et d'effacement. Pour que le mécanisme de capacité soit efficace, il est donc essentiel que les offreurs de capacité s'engagent, lors de la certification, sur la disponibilité de leurs moyens lorsque le système électrique en a besoin. A l'inverse, toute solution aboutissant à rémunérer des capacités sans contrepartie en matière d'engagement de disponibilité manquerait à l'objectif d'efficacité économique, et opérerait un simple transfert entre consommateurs et producteurs.

Enfin, afin de permettre une véritable sécurisation de l'approvisionnement électrique, il est nécessaire que toutes les capacités participent au mécanisme. L'architecture de marché préconisée par RTE permet par ailleurs cette prise en compte exhaustive des capacités tout en limitant la surface financière du dispositif grâce à la prise en compte des capacités détenues en propre par chaque fournisseur.

3. La méthode de répartition de l'obligation de capacité entre les différents fournisseurs, en fonction de leur portefeuille de clients

L'objectif du mécanisme de capacité est d'impliquer les fournisseurs dans l'effort de maîtrise de la consommation électrique en période de pointe. Dans cette optique, il est proposé que l'obligation de capacité s'exprime préférentiellement sous la forme d'un critère de couverture validé par les pouvoirs publics. Assigner une obligation fixe plusieurs années avant l'échéance aux fournisseurs pourrait ne pas suffisamment les inciter à maîtriser les consommations de leurs clients. Par ailleurs, l'aléa dimensionnant pour l'occurrence des pointes électriques étant la température, il est nécessaire

que le critère prenne en compte la sensibilité des consommations à l'aléa climatique. Le critère pourrait donc prendre la forme d'un taux de marge déterminé à une température extrême de référence. Les obligations incombant à chaque fournisseur seront in fine calculées sur la base des consommations en puissance de leurs clients lors des périodes de pointe.

RTE jouera un rôle central dans l'accompagnement des fournisseurs pour la détermination de leurs obligations, en établissant différentes projections du besoin global au niveau France sur la base des études faites par RTE pour le bilan prévisionnel. Une simulation de la répartition des obligations entre fournisseurs pourrait être établie en prenant en compte la thermo-sensibilité des portefeuilles. Dans tous les cas, des jalons seront prévus pour disposer de signaux d'alerte précoce dans le cas où il serait observé une sous-couverture importante des fournisseurs au fur et à mesure du rapprochement des échéances.

De même, la publication régulièrement actualisée du montant des certificats de capacités validés pour une échéance donnée et du besoin global en puissance devrait permettre à chaque fournisseur de situer son besoin et la position de son portefeuille compte tenu de sa stratégie commerciale. De cette façon, l'adéquation offre-demande d'électricité à l'échéance fixée serait progressivement assurée, rendant très improbable le recours ultime à un appel d'offres dans le cas de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPI).

Enfin, quelle que soit l'architecture de marché retenue, les gestionnaires de réseau de distribution joueront un rôle majeur dans l'animation du dispositif. Les ressources nécessaires à l'accomplissement de ces nouvelles missions devront faire l'objet d'un financement adéquat.

4. Les règles de détermination du niveau des différentes pénalités

Le mécanisme de capacité ne peut assurer l'adéquation de capacité qu'avec une implication et un engagement de tous les acteurs concernés.

Le bon fonctionnement d'un mécanisme de capacité repose pour une large part sur la qualité des contrôles permettant de s'assurer que la capacité certifiée plusieurs années à l'avance est effectivement disponible lorsque le système en a besoin. Ces contrôles doivent être assortis de pénalités adéquates s'appliquant aux offreurs de capacités en vue de les inciter d'une part à fournir les informations les plus fiables aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution et d'autre part, à se rééquilibrer lorsqu'ils font face à un taux de disponibilité inférieur à celui certifié.

Du côté des fournisseurs, le montant des sanctions doit être suffisamment incitatif pour qu'ils contractualisent effectivement des certificats de capacités à la hauteur de leurs obligations. C'est le risque de sanction qui sera le signal économique déclenchant des investissements insuffisamment rentables sans cela. Pour des questions d'efficacité économique, un plafond devra néanmoins être fixé, par exemple à partir des coûts d'investissement d'un moyen de référence, éventuellement majorés.

De façon à rendre ce signal économique plus progressif et efficace, il est proposé de s'appuyer sur un double dispositif : la sanction des fournisseurs qui n'auraient pas couvert par des certificats la consommation effective de leurs clients, et la mise en place, pour les offreurs de capacité (qui peuvent ou non être également fournisseurs) d'un mécanisme de règlement des écarts en puissance, analogue au mécanisme de règlement des écarts en vigueur sur l'énergie. Le prix de règlement des écarts ne serait pas une valeur fixe mais une fonction dépendant de l'état global du système. Ce dispositif permettra d'éviter un des écueils connus des marchés de capacité, à savoir un fonctionnement très erratique associé à un système de pénalisation trop rigide.

5. La prise en compte des interconnexions et des productions étrangères

Le mécanisme proposé par RTE vise à être compatible avec les réflexions menées dans d'autres pays européens (Allemagne, Royaume-Uni etc.) mais cherchant à résoudre d'autres types d'inadéquation potentielle entre offre et demande d'électricité (notamment du fait de très gros volumes de production intermittente comme le photovoltaïque ou l'éolien). Par ailleurs, l'intégration européenne et la construction rapide d'un marché unique de l'électricité sont une réalité. RTE préconise donc la possibilité à terme de faire participer, des capacités situées à l'étranger au mécanisme français, sous conditions.

Ces conditions sont nombreuses et complexes, depuis le principe de la réciprocité jusqu'à la mise en place des certifications et contrôles par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution étrangers. Elles seront facilitées si les pays voisins de la France optent pour un mécanisme similaire.

Si cette option de principe de la possibilité de participation des capacités situées à l'étranger est conservée, il est préconisé, avant que sa mise en œuvre effective soit validée, de mutualiser le bénéfice apporté par l'interconnexion de la France avec ses voisins à la sécurité d'alimentation entre les fournisseurs en diminuant le taux de marge requis dans leur obligation. L'évaluation de l'impact des interconnexions sur le dimensionnement de l'obligation des fournisseurs peut être réalisée par RTE en coopération avec les autres GRT européens, et validée par la CRE.

6. Le développement des offres d'effacement de la consommation

La mise en œuvre d'un mécanisme de capacité sera une évolution majeure de l'architecture de marché française de l'électricité, et le processus complet pourrait prendre du temps. A cet égard, il pourrait s'avérer difficile pour la filière effacement dont la maturité technologique n'est pas encore complètement atteinte d'attendre que le mécanisme fonctionne pleinement. La mise en place rapide d'un dispositif assurant la transition entre la situation actuelle et la cible pourrait permettre d'assurer le développement des effacements, ce qui favorisera la liquidité du marché des capacités. Conformément à l'article 7 de la loi NOME qui prévoit la mise en place d'un mécanisme transitoire dédié aux effacements, RTE procéderait à des appels d'offres triennaux portant sur des réservations de capacités d'effacement mobilisables d'ici la mise en place du mécanisme de capacité. Ce dispositif

serait financé par les responsables d'équilibre conformément aux dispositions prévues par l'article 15 de la loi 2000-108.

*

* *

La proposition faite par RTE ne constitue pas l'« enveloppe » de la position des différents acteurs qui se sont exprimés lors de la concertation, laquelle n'a d'ailleurs pas permis de dégager de consensus sur une architecture de marché alternative. Le présent rapport présente en annexe les positions des parties prenantes à la concertation sur un rapport intermédiaire publié par RTE en juillet 2011. Ces positions permettent de bien cerner les attentes exprimées, qui ont souvent été intégrées au rapport définitif, mais qui parfois sortent du cadre législatif de la loi NOME, recouvrent des besoins déjà satisfaits par la législation antérieure (notamment la PPI – Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité), ou enfin posent des questions d'efficacité économique générale ou de cohérence des dispositions. Des questions légitimes sur la mise en œuvre opérationnelle du dispositif proposé par RTE ont également été soulevées. Certaines, qui se posaient dans des termes analogues au démarrage du marché de l'énergie, trouvent d'ores et déjà des amorces de solutions. D'autres relèveront de la mise au point des règles détaillées, avec parfois des options importantes qui restent à préciser, notamment la valeur du niveau d'importation par les interconnexions à retenir pour diminuer le besoin de couverture de la consommation française, les échéances et les jalons de mise en œuvre ou encore le nombre d'heures de pointe pendant lequel les fournisseurs devront se couvrir par des certificats de capacité.

L'architecture de marché proposée ci-dessus apparaît pour RTE la mieux à même de garantir l'atteinte des objectifs du mécanisme en conformité avec la lettre et l'esprit de la loi NOME. Ce mécanisme pose les bases d'un nouveau rôle pour les fournisseurs d'électricité, répondant avant tout à une problématique spécifique au contexte national, la pointe électrique n'étant pas autant marquée dans les autres pays européens. Cependant, l'extension de cette redéfinition des responsabilités des acteurs à d'autres pays représente une perspective d'évolution majeure. En effet, la communauté des acteurs européens de l'électricité porte un intérêt croissant aux mécanismes de capacité, qui pourraient apporter des réponses originales aux enjeux de demain, comme la sécurisation des réserves de puissance, la localisation des capacités, ou encore la couverture de la production intermittente. Le rôle de précurseur du mécanisme français permettrait ainsi d'avancer vers une conception plus sûre et plus durable de l'Europe de l'électricité.

Sommaire

Synthèse	3
1 Introduction	15
2 Démarche de la réflexion	17
2.1 Déroulement de la concertation	17
2.2 Analyse des exemples internationaux	19
3 Les modalités prévues par la loi NOME	21
3.1 Objectifs du mécanisme de capacité	21
3.2 Des responsabilités nouvelles pour les acteurs du système électrique	21
3.3 La gestion physique de l'équilibre offre-demande électrique	22
3.4 Les modalités d'échanges des certificats	23
4 Grandes lignes du mécanisme de capacité préconisé par RTE	25
4.1 Vue d'ensemble du mécanisme : création d'un marché de la capacité	25
4.1.1 Obligations des fournisseurs	25
4.1.2 Garanties de capacités	26
4.1.3 Prises en comptes des interconnexions et des productions étrangères	26
4.1.4 Modèle de marché	27
4.2 Responsables de la consommation en puissance de leurs clients, les fournisseurs sont les moteurs du mécanisme	29
4.3 La certification, un processus engageant, clé de voûte de la sécurité d'alimentation	31
4.4 Fournisseurs et offreurs de capacité : un système à double détente pour un signal économique efficace	32
4.5 Mise en œuvre du mécanisme et période transitoire	33
5 Considérations sur le modèle de marché	35
5.1 Les produits échangés sur le marché / le périmètre du mécanisme	35
5.1.1 Définition des produits	35
5.1.2 Périmètre du mécanisme	37
5.1.3 Préconisations de RTE	39
5.2 Structure globale du marché de capacité	40
5.2.1 Architectures de marché assurant une couverture de la totalité du besoin de capacité avec une anticipation importante	41
5.2.2 Architectures de marché assurant une couverture progressive du besoin de capacité dans le temps	45
5.2.3 Analyse croisée des différentes architectures de marché	49
5.2.4 Préconisations de RTE	61
5.3 Dimension européenne du dispositif et traitement des interconnexions	61
5.3.1 Le contexte européen	61
5.3.2 La gestion des interconnexions	62
5.3.3 Le couplage de marchés : principes de fonctionnement	63
5.3.4 Prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité	64
5.3.5 Préconisations de RTE	70
5.4 Régulation, surveillance de marché et transparence	70
5.4.1 Régulation et surveillance de marché	70
5.4.2 Transparence	73

5.5	Interfaces avec les marchés de l'énergie	74
6	Considérations sur l'obligation de capacité	77
6.1	Principes de dimensionnement de l'obligation de capacité	77
6.1.1	Période de l'obligation et critère d'adéquation	77
6.1.2	Obligation de capacité et prescription	78
6.1.3	Obligation de capacité fixe ou évolutive	78
6.1.4	Préconisations de RTE	79
6.2	Répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs	80
6.2.1	Répartition d'une prescription globale	80
6.2.2	Répartition avec une obligation évolutive et dynamique	83
6.2.3	Préconisations de RTE	84
6.3	Suivi des obligations des fournisseurs et calcul des écarts	85
6.4	Règlements financiers et montant des sanctions	86
7	Considérations sur les garanties de capacités	89
7.1	Les capacités éligibles au mécanisme	89
7.2	Définition des caractéristiques des garanties de capacités	91
7.3	Principes généraux de certification communs à toutes les capacités	92
7.4	Processus de certification	94
7.4.1	Principes	94
7.4.2	Préconisations de RTE	96
7.5	Traitement des nouvelles capacités : aspects physiques et financiers	97
7.6	Certification des moyens de production	99
7.6.1	Certification des moyens thermiques	99
7.6.2	Certification des moyens hydrauliques	100
7.6.3	Certification des moyens intermittents et fatals	100
7.6.4	Certification des moyens raccordés aux réseaux publics de distribution	101
7.7	Certification des effacements de consommation	103
7.7.1	Principes de certification	103
7.7.2	Problématiques spécifiques des capacités d'effacement	104
8	La gestion de l'équilibre physique entre la consommation et la production	107
8.1	Modalités de contrôle des capacités certifiées	107
8.1.1	Mesure et suivi des capacités certifiées	107
8.1.2	Contrôle de l'effectivité de la capacité	109
8.1.3	Contrôle de l'engagement de la capacité	110
8.1.4	Préconisations de RTE	111
8.2	Règles de détermination des pénalités associées	112
8.2.1	Pénalisation sur l'effectivité de la capacité	112
8.2.2	Pénalisation sur le niveau de disponibilité	113
8.3	Engagements des offreurs de capacité	114
8.3.1	La certification, un lien contractuel	114
8.3.2	Obligation de déclarer et d'informer	114
8.3.3	Engagements sur l'effectivité et la disponibilité des capacités	115
8.3.4	Période sur laquelle portent les engagements	115
8.3.5	Périmètre de l'engagement de disponibilité	116

8.3.6	Préconisations de RTE	116
9	Mise en œuvre du mécanisme et période transitoire	119
10	Annexes	121
10.1	Lettre de mission	121
10.2	Liste des participants à au moins une réunion de concertation	123
10.3	Synthèse des principales solutions mises en place à l'étranger pour assurer la sécurité d'alimentation	126
10.3.1	Marché « Pure énergie »	127
10.3.2	Mécanisme de sécurisation par les prix	127
10.3.3	Les mécanismes de sécurisation par les quantités	128
10.4	Synthèse des principaux retours des acteurs à la consultation du rapport	138
10.4.1	Modèle de marché	138
10.4.2	Garanties de capacité	140
10.4.3	Obligations des fournisseurs	141
10.4.4	Prise en compte des interconnexions	142
10.4.5	Pénalités et Sanctions	142
10.5	Contributions écrites des acteurs sur le projet de rapport publié le 5 Juillet	143

1 Introduction

Remis le 1^{er} avril 2010, le rapport du groupe de travail sur la gestion de la pointe électrique, présidé par Monsieur Bruno Sido, sénateur de la Haute-Marne, et Monsieur Serge Poignant, député de Loire-Atlantique, comprend plusieurs propositions en vue de sécuriser l'alimentation électrique de notre pays, notamment lors des périodes de très forte consommation. L'une de ces propositions consiste à compléter l'architecture actuelle des marchés de l'énergie par la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité. Cette proposition a été reprise par le législateur qui l'a introduite dans la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Cette disposition constitue une évolution majeure du marché de l'électricité français et concernera l'ensemble des acteurs du système électrique: fournisseurs, producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseaux, régulateur.

Dans l'organisation actuelle du secteur électrique français, l'adéquation de capacité du parc de production est théoriquement assurée par le fonctionnement des marchés de l'électricité, qui procurent aux producteurs des opportunités commerciales sur le long-terme. Dès l'ouverture des marchés mise en place par la loi n°2000-108 du 10 février 2000, les pouvoirs publics ont souhaité encadrer le fonctionnement des marchés en dotant l'Etat de la faculté d'agir sur les investissements en matière de production d'électricité, au travers de la Programmation Pluriannuelle des Investissements prévue à l'article 8 de la loi n°2000-108 précitée codifié aux articles L.311-10 et suivants du code de l'énergie. Celle-ci est notamment établie sur la base d'un diagnostic élaboré par RTE, qui publie tous les deux ans en vertu de l'article 6 de la loi précitée codifié à l'article L.141-1 du code de l'énergie un Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Dans le décret du 20 Septembre 2006 relatif au Bilan Prévisionnel, les pouvoirs publics ont fixé une durée maximale de défaillance de 3 heures par an en espérance comme seuil de risque acceptable pour le système électrique français. Un dépassement de cette durée de 3 heures traduit un déficit trop important de l'offre et nécessite en théorie des investissements supplémentaires pour assurer la sécurité d'alimentation du pays. Toutefois, ce critère réglementaire des 3 heures de défaillance n'est pas explicitement intégré dans le marché de l'électricité. Le cadre actuel assurant l'adéquation de capacité présente donc une limite: il ne renvoie pas directement aux acteurs du système électrique le niveau de sécurité d'approvisionnement décidé par les pouvoirs publics. Les acteurs ne sont donc pas incités à prendre des décisions permettant de le respecter. Par ailleurs, la mutualisation des coûts associés à l'intervention éventuelle du gouvernement dans le cadre de la PPI engendre un risque de « passager clandestin », qui pourrait exonérer des acteurs des coûts réels de leurs décisions.

En dépit des limites théoriques du dispositif actuel il convient néanmoins de souligner qu'il a correctement fonctionné depuis sa création par la loi du 10 février 2000, et permis en pratique d'assurer l'adéquation de capacité en France. Durant les premières années de la décennie 2000-2010, les investissements en nouvelles capacités de production en France ont été très faibles. Mais la résorption progressive des excédents de capacité localisés en France qui s'en est suivie correspond à un fonctionnement logique et sain du marché: le système étant sur-capacitaire, des investissements supplémentaires auraient difficilement trouvé de débouché auprès des consommateurs français. Quand le système électrique s'est retrouvé plus proche de son niveau d'adéquation théorique, l'effet

conjugué de l'évolution à la hausse des prix sur le marché de gros et des informations rendues publiques par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel a conduit à de nouveaux investissements, preuve notamment que les mécanismes actuellement en place ont correctement joué leur rôle d'alerte vis-à-vis des acteurs du secteur. Par exemple, lorsqu'en 2005, le bilan prévisionnel de RTE a fait apparaître de possibles tensions sur l'approvisionnement, les acteurs ont réagi à ce signal et les investissements nécessaires ont été effectués.

Durant la décennie qui vient de s'écouler, la croissance de la consommation électrique en période de pointe a été soutenue, et supérieure à la consommation moyenne. Lorsque survient une pointe de consommation, la mobilisation de capacités de production ou d'effacement pendant des durées réduites est nécessaire. Les moyens correspondant (unités de pointe) semblent aujourd'hui éprouver des difficultés à dégager une rémunération satisfaisante pour les actifs engagés dans des marchés où seule l'énergie est rémunérée (marchés dits « energy only » tels que le marché français jusqu'à ce jour et la plupart des marchés européens), ce qui peut à terme constituer une menace pour l'équilibre offre-demande. Ce déficit de rémunération pour les moyens de pointe, conjugué à un manque d'incitation pour les fournisseurs à maîtriser les appels de puissance de leurs clients, a notamment conduit à une érosion du volume d'effacements disponibles pour le système électrique français. Ce constat a conduit le Ministre en charge de l'énergie à lancer en juin 2009 un groupe de travail sur la consommation électrique en période de pointe.

La mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité vise à clarifier les responsabilités des différents acteurs du système électrique en termes d'adéquation de capacité. Les fournisseurs deviennent ainsi responsables de la consommation en puissance de leurs clients. Ils devront disposer des capacités nécessaires à l'alimentation de leurs clients, soit directement ou soit indirectement par le biais de certificats de capacités échangés avec les producteurs et les acteurs d'effacement. Ces derniers devront assurer la disponibilité des moyens certifiés. Un marché de capacité sera mis en place afin de permettre aux fournisseurs de remplir leurs obligations à moindre coût, en mutualisant les ressources. Ce marché devra envoyer des signaux économiques pertinents permettant le respect du critère de sécurité fixé par les pouvoirs publics, sans conduire pour autant à des surinvestissements coûteux et inutiles.

2 Démarche de la réflexion

2.1 Déroulement de la concertation

Conformément à la mission confiée par le Ministre en charge de l'Énergie, RTE a mené une concertation avec l'ensemble des acteurs du système électrique français, réunissant non seulement les membres du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE) mais également d'autres entités concernées par la mise en place du mécanisme de capacité. La diversité des acteurs impliqués a permis d'appréhender l'ensemble des aspects du mécanisme. Les représentants de chaque domaine d'activité du secteur électrique ont pu s'exprimer: producteurs, fournisseurs, traders, bourses de l'énergie, gestionnaires de réseau public de distribution, acteurs d'effacements, consommateurs. Ont également été associées à la concertation la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), la Direction Générale du Trésor (DG-Trésor) ainsi que des organisations professionnelles comme l'Union Française de l'Électricité (UFE), la Fédération Européenne des Traders d'Énergie (EFET), l'Association Technique Énergie et Environnement (ATEE) et l'Union des Industries Utilisatrice d'Énergie (UNIDEN).

Contributions écrites des acteurs			
GT1 – Organisation du marché		35	
1T1	Organisation générale du marché (1)	6	UFE, EDF, GDF SUEZ, EFET, RTE, UNIDEN
1T2	Organisation générale du marché (2)	7	RTE, ODDO POWER, EDF, ALPIQ, GDF SUEZ, ENERGY POOL, DIRECT ENERGIE
1T6	Organisation générale du marché (3)	6	UFE, EPEX, GDFSUEZ, ODDO POWER, EDF, ENERGY POOL
1T3	Traitement des interconnexions	5	ENEL, EDF, RTE, GDF SUEZ, ENERGY POOL
1T4	Régulation, surveillance et transparence	4	EDF, UFE, ODDO POWER, ENERGY POOL
1T5-7	Etudes quantitatives des différentes options	7	EDF, CRE, GDF SUEZ, ENERGY POOL, VOLTALIS, ODDO POWER, UNIDEN
GT2 – Obligations de capacité		10	
2T1	Définition du besoin de capacité	3	EDF, ENERGY POOL, RTE
2T2	Calcul des obligations des fournisseurs	4	EDF, UFE, GDF SUEZ, RTE
2T3-4	Suivi des obligations des fournisseurs / calcul des écarts & sanctions	3	CRE, EDF, ERDF
GT3 – Garanties de capacité		26	
3T1	Définition des garanties de capacité	7	EDF, ERDF, ODDO POWER, ENERGY POOL, RTE, ATEE, UFE
3T2	Définition des engagements des offreurs, contrôle & pénalisation	6	UFE, GDF SUEZ, ENERGY POOL, EDF, ERDF, RTE
3T3-5	Certification des capacités d'injection raccordées au RPT	2	EDF, GDF SUEZ, RTE
3T4	Certification des moyens d'effacement	6	EDF, RTE, ENERGY POOL, GDF SUEZ, ERDF, UNIDEN
3T6-7	Certification des capacités d'injection raccordées au RPD	5	ATEE, EDF, ENERGY POOL, ERDF, ODDO POWER

Du mois de mars au mois de juillet 2011, RTE a organisé 14 réunions thématiques d'une demi-journée chacune ainsi que 3 réunions plénières de coordination. Chaque réunion thématique a fait l'objet d'une synthèse partagée avec l'ensemble des participants. Un site internet dédié à la

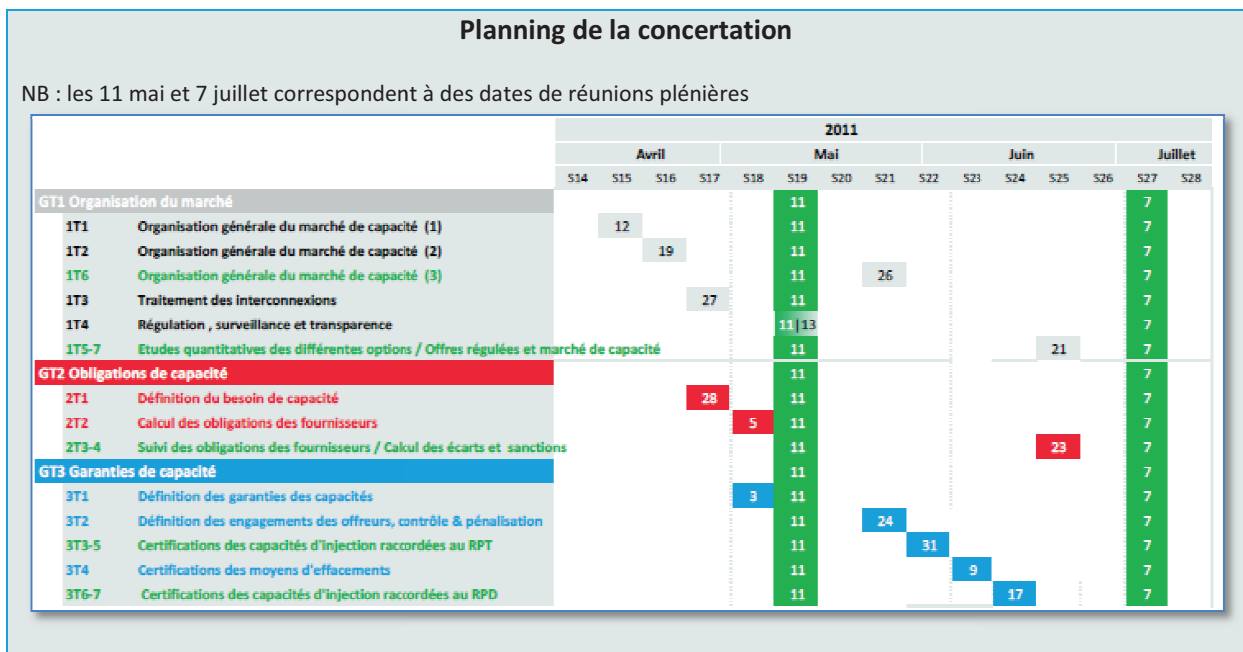
concertation a été mis en place par RTE. Les acteurs ont contribué activement aux travaux, que ce soit dans le cadre des réunions physiques ou dans le cadre des échanges écrits via le site internet dédié. Au total, 71 contributions écrites ont été reçues.

D'un point de vue méthodologique, afin de rendre la concertation le plus constructive possible, RTE a organisé au préalable quatre ateliers préparatoires. Ces quatre ateliers ont permis:

- aux acteurs d'exprimer leurs attentes vis-à-vis du futur mécanisme de capacité,
- de partager, lors de deux ateliers successifs, sur les retours d'expériences internationaux (panorama des marchés de capacité, analyse détaillée des mécanismes de rémunération de capacité en vigueur sur les zones de marchés nord-américaines, prise en compte du retour d'expérience sur EU-ETS, ...),
- d'identifier les points-clés à instruire pour couvrir de façon exhaustive les enjeux liés à la mise en place d'une obligation de capacités en France.

A l'issue de ces ateliers préparatoires, un cadre de concertation partagé a pu être établi : les travaux ont été structurés autour de trois groupes de travail, à la fois pour garantir l'exhaustivité des débats et permettre aux participants de cibler les réunions auxquelles leur participation leur semblait la plus pertinente.

- Groupe de Travail n°1: Organisation du marché
- Groupe de Travail n°2 : Obligations de capacité
- Groupe de Travail n°3 : Garanties de capacité



La concertation a permis à tous les acteurs de faire part de leurs positions sur les différentes briques constituant le mécanisme de capacité. Au fil des réunions sont apparues des visions riches, parfois contrastées voire incompatibles entre elles. Néanmoins, les discussions ont toujours eu lieu dans un cadre constructif et l'écueil de la confrontation stérile a été évité. Il est notamment important de souligner que plusieurs acteurs ont infléchi leurs positions au fil des groupes de travail, permettant

ainsi sur certains sujets, d'aboutir à des points de vue plus consensuels. La qualité des échanges a permis de traiter en profondeur les différents aspects du mécanisme.

Suite à ces différentes réunions, une version projet du rapport a été mise en consultation le 5 Juillet 2011, pour une période de 2 mois, sur le site internet dédié (<https://wsshosting.global-sp.net/rte/Capa/default.aspx>). Une présentation de ce projet de rapport par RTE a eu lieu le 7 Juillet 2011 aux différents participants à la concertation. Treize acteurs ont déposé des contributions sur le site en réaction au rapport écrit par RTE. Les résultats de cette consultation sur le projet de rapport ont été présentés lors d'une réunion plénière le 23 Septembre 2011.

Le présent rapport est issu de ces échanges et travaux collectifs. RTE remercie l'ensemble des participants pour la qualité de leurs contributions qui ont permis à cette concertation d'être un espace de débats riche et constructif et d'apporter des réponses concrètes aux questions posées par le Ministre en charge de l'Energie dans la lettre de mission adressée au Président du Directoire de RTE en Février 2011.

2.2 Analyse des exemples internationaux

L'analyse des exemples internationaux ainsi que le partage d'expertise sur les mécanismes de capacité durant la concertation ont permis de tirer un certain nombre d'enseignements, et en particulier de détecter les écueils à éviter. Une présentation synthétique des principaux mécanismes mis en place dans le monde pour assurer l'adéquation de capacité se trouve en annexe du présent rapport.

Le premier enseignement de l'étude de la mise en œuvre pratique des mécanismes étrangers est la complexité du processus. Ces mécanismes ont souvent pris de longues années à se construire et sont souvent amenés à connaître de nombreuses modifications. Chez PJM et ISO-NE (Independent System Operator for New England) aux Etats-Unis, le processus de consultation préalable à la mise en place de la première génération de mécanisme de capacité a duré entre 6 et 7 ans alors même qu'un mécanisme d'obligations bilatérales de capacité était déjà en place. Des ajustements fréquents s'avèrent nécessaires par la suite : la définition du modèle de marché est le fruit d'un processus d'ajustement permanent qui sollicite de manière importante le gestionnaire de réseau, les acteurs de marché, et les autorités de régulation.

La phase de construction du mécanisme repose le plus souvent sur la concertation des acteurs concernés, réunis dans des comités d'utilisateurs, avant validation politique. Les évolutions du mécanisme, liées à l'évolution des fondamentaux (nouvelles technologies, nouvelles réglementations, ...) ou aux corrections progressives de l'architecture de marché, suivent le même processus.

Le deuxième enseignement est la grande diversité des solutions mises en œuvre dans des contextes différents. Les motivations de leur création, mais aussi les spécificités institutionnelles et réglementaires, peuvent expliquer des choix parfois très différents les uns des autres. Ce point est particulièrement important dans la mesure où il empêche la transposition d'un mécanisme tel quel, car il est toujours construit autour d'éléments qui ne seront plus pertinents dans un autre contexte. Cela signifie que, bien qu'il pourrait être tentant au regard des délais impartis de choisir une solution

« toute faite », il faut au contraire s'efforcer de choisir des solutions spécifiques et adaptées aux cas français et européen.

Le troisième enseignement concerne l'impact concret du mécanisme sur l'équilibre physique du système. On observe qu'il est nécessaire d'avoir un véritable engagement physique sur les capacités pour atteindre un objectif de sécurisation du système électrique. Sans cela, le mécanisme s'apparente à une forme de subvention, et les consommateurs payent sans rien recevoir en retour. La garantie de la mise à disposition effective des capacités passe par des contrôles physiques rigoureux mais également par des engagements financiers conséquents, notamment pour les nouvelles capacités, afin d'éviter l'apparition de capacités « fantômes ». Sur PJM et ISO-NE, les garanties bancaires exigées pour les nouvelles capacités s'élèvent à plusieurs dizaines de k\$ par MW et par an.

Le quatrième enseignement est le caractère parfois très intrusif de la régulation. C'est notamment le cas sur les marchés nord-américains (PJM, NE-ISO) où un contrôle fin des revenus des producteurs est en place. Un ensemble de dispositifs permet de moduler les revenus issus des marchés de capacité en fonction du niveau d'« argent manquant¹ » affectant éventuellement certains moyens sur les marchés de l'énergie.

Enfin, un mécanisme de capacité peut avoir une influence sur le mix énergétique. Les mécanismes américains sont à ce titre particulièrement éclairants : leur développement s'est accompagné d'un essor spectaculaire des effacements de consommation. Même si ce type de développement est souhaitable en France, de façon générale faire participer des moyens de production ou d'effacement au sein d'un même mécanisme impose de trouver un moyen de les comparer, de les mettre sur une même base. Et si ce processus de « mesure de l'apport à la sécurité d'approvisionnement » est trop favorable à un certain type de capacité, il risque d'y avoir une déformation du mix énergétique en faveur de cette technologie. La composition du mix énergétique doit davantage relever des choix des acteurs du marché et d'arbitrages politiques que d'un biais dans la manière de mesurer l'apport d'une filière par rapport à une autre.

¹Argent manquant : concept présent sur les marchés américains et connu dans la littérature sous le nom de « Missing money ». Il fait référence à l'incertitude des exploitants de moyens de pointe sur leur capacité à couvrir la totalité de leurs coûts fixes sur les seuls marchés de l'énergie du fait du faible nombre d'heures au cours desquelles ces moyens sont sollicités.

3 Les modalités prévues par la loi NOME

3.1 Objectifs du mécanisme de capacité

La proposition de créer un mécanisme de capacité en France trouve son origine dans le rapport parlementaire de Messieurs Serge Poignant et Bruno Sido, issu des travaux du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique. Ce groupe de travail a étudié l'évolution de la structure de la consommation d'électricité française et caractérisé la pointe électrique ainsi que son évolution. Ces travaux ont permis de mettre en évidence les problèmes potentiels que pose l'accroissement de la consommation électrique en période de pointe pour assurer la continuité de l'alimentation en électricité lors de ces périodes.

La mise en place d'une obligation de capacité proposée par le rapport Poignant Sido découle de ce constat et vise à sécuriser l'alimentation électrique de notre pays, notamment lors des périodes de très forte consommation. Elle consiste à créer une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients. Cette responsabilisation des fournisseurs sur la consommation en puissance de leurs clients doit notamment permettre de contenir la croissance excessive de la pointe en donnant une incitation économique à la maîtrise des consommations.

Les obligations de capacité ont pour objectif de distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production entre les différents fournisseurs. Il s'agit d'un nouvel outil légal qui modifie la structure de responsabilités vis-à-vis de l'adéquation de capacité et qui permet d'assurer un pilotage de l'équilibre physique entre l'offre et la demande d'électricité dans un cadre économique cohérent.

Afin d'assurer l'adéquation de capacité, le mécanisme de capacité doit envoyer des signaux économiques pertinents aux acteurs de marché et vient de fait compléter la rémunération des différents moyens concourant à l'adéquation. Il permet notamment d'offrir un complément de rémunération aux moyens qui ne parviennent pas à recouvrer la totalité de leurs coûts via les marchés de l'énergie (moyens souffrant d'« argent manquant »). Cette rémunération est acquise à condition que les moyens participent effectivement à l'équilibre offre-demande lorsque le système en a besoin, c'est-à-dire qu'ils soient disponibles *a minima* lors des périodes où la consommation est la plus élevée.

3.2 Des responsabilités nouvelles pour les acteurs du système électrique

La loi prévoit des missions nouvelles pour les acteurs du système électrique dans le prolongement de l'organisation actuelle du marché de l'énergie fondée sur une forte responsabilisation des acteurs :

- Les fournisseurs se voient dotés d'une obligation nouvelle : ils doivent disposer de certificats de capacité en vue de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité, notamment lors des périodes de forte consommation, en fonction de la consommation de leurs clients en puissance et en énergie. Les fournisseurs assurent le financement du dispositif.
- Les exploitants de capacités, détenteurs de capacité de production ou d'effacement, sont tenus de demander la certification de la totalité de leurs capacités, de les mettre à disposition des

fournisseurs et s'engagent auprès du gestionnaire de réseau de transport sur la disponibilité et le caractère effectif de leurs capacités.

- Le gestionnaire du réseau de transport a la responsabilité de certifier la disponibilité et le caractère effectif des capacités, de contrôler les capacités certifiées et de proposer les méthodes de certification et les conditions du contrôle des capacités certifiées, notamment les conditions d'application des pénalités applicables en cas de non-respect des engagements pris par les offreurs de capacité. Par ailleurs, la loi charge RTE d'assurer le décompte des certificats détenus par les fournisseurs et de calculer les écarts par rapport à leurs obligations. RTE propose au régulateur les méthodes de calcul des écarts mentionnés ci-avant.
- Le régulateur voit son champ d'intervention s'élargir : il est responsable de l'approbation de la méthode de calcul des écarts, de la décision d'application des sanctions pécuniaires et d'une surveillance accrue des marchés.

Bien que non cités explicitement par la loi, les **gestionnaires de réseau de distribution** seront notamment impliqués dans le mécanisme de capacité à trois niveaux :

- contribution à la détermination du calcul des obligations de capacités des fournisseurs,
- suivi des périmètres des acteurs (fournisseurs, agrégateurs d'effacements),
- certification et contrôle des capacités raccordées aux réseaux publics de distribution.

Pour mener à bien chacune de ces missions, ils devront contribuer à l'acquisition, au traitement et aux échanges de données relatives aux consommateurs et producteurs raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD). Les gestionnaires de réseau de distribution occuperont donc une place très importante dans le mécanisme. Les missions nouvelles qui seront les leurs nécessiteront de nouvelles ressources liées notamment aux évolutions de leurs systèmes d'informations. Les coûts associés devront être explicitement prévus dans leurs modes de financement. Lors de la phase de consultation du projet de rapport, les GRD ont indiqué que les missions nouvelles leur incombant devraient de leur point de vue être précisées dans un cadre législatif et réglementaire.

Enfin, la détermination du niveau du critère de sécurité d'alimentation reste une prérogative des pouvoirs publics.

3.3 La gestion physique de l'équilibre offre-demande électrique

La mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité vise à doter la France d'un nouvel outil de pilotage de l'équilibre offre-demande assurant une cohérence entre les exigences publiques en matière de sécurité d'alimentation et l'économie globale du secteur électrique. Elle vise à sécuriser l'alimentation électrique du pays, en respectant les critères définis par les pouvoirs publics. La garantie physique de l'adéquation de capacité repose schématiquement sur deux piliers :

- d'une part, le dimensionnement des obligations de capacité incombant aux fournisseurs,
- d'autre part, la certification des capacités de production et d'effacement.

Des processus de suivi et de contrôle des obligations incombant aux acteurs seront mis en place, tant du côté des fournisseurs, que du côté des offreurs de capacité. Des pénalités seront appliquées en cas de non-respect des engagements et des obligations.

L'obligation de capacité

L'obligation de capacité incombant à chaque fournisseur dépend de la consommation de ses clients, en puissance et en énergie. Cette obligation est établie en vue du respect du critère de sécurité d'approvisionnement en électricité fixé par les pouvoirs publics. Pour démontrer le respect de leurs obligations, les fournisseurs doivent détenir des garanties, sous la forme de certificats émis par les exploitants de capacités de production et d'effacement, nécessairement issues d'unités certifiées par contrat entre l'exploitant et le gestionnaire de réseau de transport.

Les garanties de capacité

La certification doit permettre de dimensionner des garanties de capacité normatives à partir d'une hétérogénéité de produits sous-jacents tout en disposant au final de la puissance disponible nécessaire pour satisfaire l'équilibre offre-demande d'électricité. La certification des unités de production et d'effacement doit prendre en compte non seulement la puissance installée mais également la disponibilité des différentes unités et, plus généralement, leurs contraintes de fonctionnement.

Le bon fonctionnement d'un mécanisme de capacité repose pour une large part sur la qualité des contrôles permettant de s'assurer que la capacité certifiée plusieurs années à l'avance est effectivement disponible lorsque le système en a besoin. Ces contrôles sont assortis de pénalités adéquates s'appliquant aux offreurs de capacité.

3.4 Les modalités d'échanges des certificats

La loi dispose que les certificats de capacité sont « *échangeables et cessibles* ». Au-delà de la gestion du risque physique évoqué dans le paragraphe précédent, l'efficacité du mécanisme de capacité dépendra de l'organisation globale du marché devant assurer l'adéquation de capacité au moindre coût et répartir équitablement les responsabilités entre les acteurs de marché concernés. Le marché de capacité devra permettre aux fournisseurs de disposer des certificats de capacité à la hauteur de leurs obligations et aux offreurs de capacité de se rééquilibrer lorsqu'ils font face à des défaillances conduisant à un volume de capacité effective inférieur à la capacité certifiée.

4 Grandes lignes du mécanisme de capacité préconisé par RTE

4.1 Vue d'ensemble du mécanisme : création d'un marché de la capacité

La mise en œuvre du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME a pour objectifs principaux :

- d'assurer la sécurité d'approvisionnement,
- d'inciter à la maîtrise de la consommation, tout particulièrement lors des périodes de pointe,
- de maîtriser l'économie du dispositif pour assurer la transmission d'un signal économique efficace aux acteurs de marché sans peser excessivement sur la facture des consommateurs.

De plus, ce mécanisme doit s'intégrer harmonieusement dans le cadre actuellement défini ou en cours de définition au niveau français et européen, dans le respect des orientations déjà tracées par les pouvoirs publics.

Afin d'atteindre l'ensemble de ces objectifs, RTE préconise la mise en place d'un système d'obligations de capacités basées sur une prise en compte dynamique de la consommation de chaque fournisseur, assis sur un mécanisme de flexibilité permettant aux acteurs de marché d'échanger des certificats attestant de la couverture de leurs obligations. Dans ce modèle, les fournisseurs sont actifs à la fois pour ajuster leurs besoins en termes de couverture de capacité (qui n'est pas déterminée de manière exogène même si une évaluation globale du besoin pourrait être publiée par RTE sur des bases analogues à celles du bilan prévisionnel) et pour se procurer les certificats attestant de la couverture de leurs obligations. Une notion de responsable d'équilibre en capacité analogue à celle de responsable d'équilibre en énergie pourra être créée. Cette organisation, basée sur l'engagement de tous dans le respect des responsabilités définies par la loi, permet une implication réelle des fournisseurs, implication qui est elle-même garante que les objectifs assignés au mécanisme (notamment la maîtrise de la consommation à la pointe) seront bien répercutés au niveau du consommateur final.

La loi NOME prévoit des missions et des responsabilités nouvelles pour l'ensemble des acteurs participant au mécanisme de capacité, qu'ils soient fournisseurs ou détenteurs de capacités. L'obligation de capacité, telle qu'envisagée par le rapport Sido-Poignant, consiste « à distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production aux différents fournisseurs ». L'organisation du marché de capacité proposée par RTE prolonge naturellement l'organisation actuelle du marché de l'énergie, et permet de décliner ces nouvelles responsabilités.

4.1.1 Obligations des fournisseurs

Les fournisseurs, qui ont l'obligation légale de disposer de certificats de capacité correspondant à la consommation de leurs clients, jouent par définition un rôle central dans cette nouvelle architecture. RTE propose que l'obligation de capacité des fournisseurs s'exprime sous la forme d'un critère de couverture validé par les pouvoirs publics, par exemple sous la forme d'un taux de marge déterminé à une température extrême de référence. A travers un dimensionnement sur la base d'un critère de ce type, les fournisseurs sont incités à se couvrir progressivement et à agir le cas échéant sur la consommation de leurs clients pour réduire leur obligation. Ce principe conduit à responsabiliser les

acteurs disposant de principaux leviers d'action sur la consommation d'électricité française (le couple fournisseur – client) et sur la modération de celle-ci, et participe donc de la rationalité économique du mécanisme. A l'inverse, une prescription fixe en MW établie plusieurs années à l'avance reviendrait à considérer l'évolution de la consommation comme exogène voire inéluctable, en contradiction avec les objectifs de maîtrise des pointes de consommation. Une telle solution risquerait en outre, en cas de changement de la stratégie commerciale des fournisseurs, de faire supporter aux consommateurs les surinvestissements qui pourraient résulter d'un dimensionnement inadapté des besoins de couverture à moyen- long terme.

4.1.2 Garanties de capacités

Pour que le mécanisme apporte une réelle garantie sur le niveau de sécurité d'approvisionnement, il est indispensable que la totalité des capacités participent au mécanisme et que les offreurs prennent des engagements sur la disponibilité de l'ensemble de leurs moyens. Exclure une partie des capacités du mécanisme conduit à un dispositif qui n'apporte pas véritablement de plus-value par rapport à la situation actuelle, ce qui pourrait faire naître un doute légitime sur l'opportunité de mettre en place un tel mécanisme. Les détenteurs de capacité reçoivent des certificats de capacité délivrés par les gestionnaires du réseau à la hauteur de leur contribution à la sécurité d'alimentation, qu'ils peuvent valoriser. La mise en place de pénalités adaptées permet de les responsabiliser sur le respect de leurs engagements et les incite à se rééquilibrer en cas d'écarts sur la disponibilité attendue.

L'ensemble des garanties de capacité doivent faire l'objet d'un suivi qui apporte la confiance nécessaire dans les échanges entre acteurs. RTE consignera donc les certificats et les échanges dans un registre central confidentiel. Afin de faciliter les échanges et de permettre la signature de contrats pluriannuels, ce registre des capacités sera ouvert très longtemps en amont pour permettre la certification des capacités qui en font la demande. Les premiers certificats pourraient par exemple être émis 5 à 6 ans avant l'année de livraison. Ainsi, pour une année donnée, un offreur de capacité pourrait disposer de certificats correspondant à 5 ou 6 exercices consécutifs, à valoriser auprès des acteurs du marché.

4.1.3 Prises en compte des interconnexions et des productions étrangères

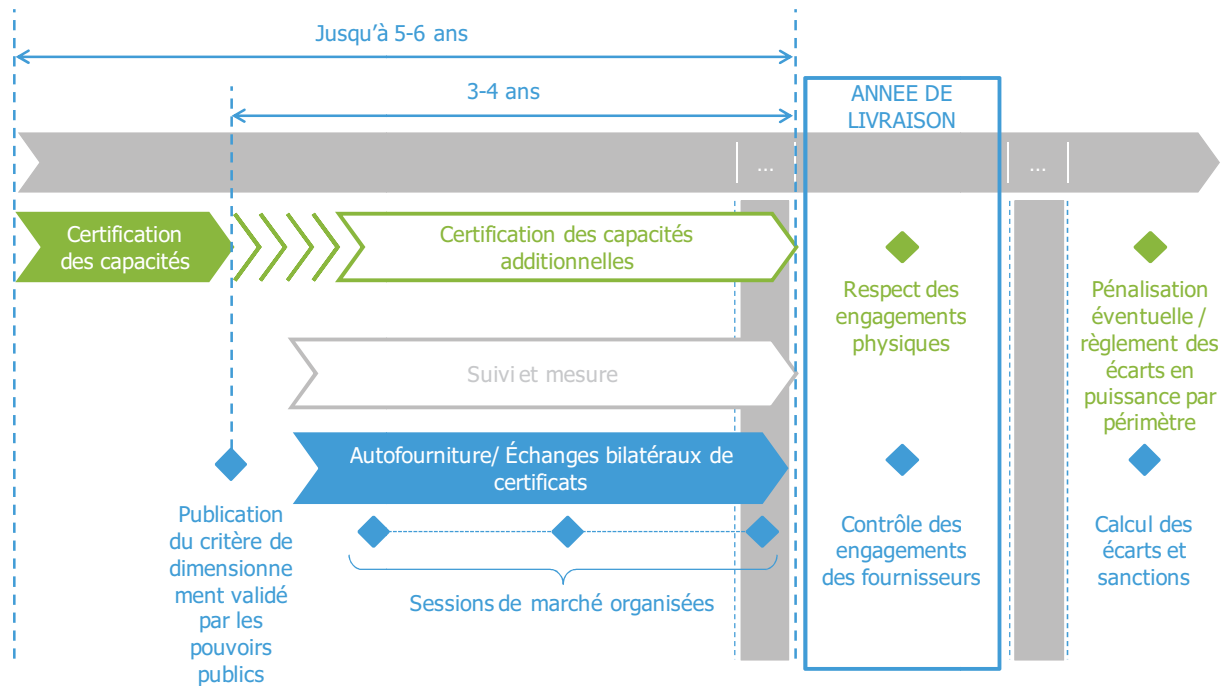
Le mécanisme de capacité doit prendre en compte le bénéfice procuré par les interconnexions internationales en termes de sécurité d'approvisionnement pour éviter de surestimer les besoins de capacité en France. RTE préconise la possibilité à terme de faire participer, sous conditions, des capacités situées à l'étranger au mécanisme français. Mais ces conditions sont nombreuses et complexes, depuis le principe de la réciprocité jusqu'à la mise en place des certifications et contrôles par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution étrangers, en passant par le mode de fonctionnement des interconnexions en Europe et la définition des responsabilités engagées. Elles empêchent d'envisager immédiatement une participation directe de capacités étrangères au mécanisme français et exigent l'engagement de travaux complémentaires. La prise en compte de capacités situées à l'étranger sera facilitée si les pays voisins de la France optent pour un mécanisme similaire. En effet l'extension du mécanisme français à d'autres pays pourrait fournir un cadre permettant des échanges explicites de capacité entre pays.

Dans l'attente d'un tel cadre, pragmatiquement, RTE préconise donc que la contribution des interconnexions à l'adéquation de capacité en France soit dans un premier temps intégrée sous la

forme d'une réduction de l'obligation des fournisseurs, par exemple comme une réduction du coefficient de couverture des fournisseurs. La mesure de ce bénéfice devra intégrer statistiquement les informations prévisionnelles sur l'adéquation au niveau européen à l'échéance considérée. Le bénéfice des interconnexions est ainsi mutualisé entre tous les fournisseurs.

4.1.4 Modèle de marché

L'architecture de marché préconisée par RTE est donc celle d'un marché de la capacité avec une implication directe des fournisseurs, telle qu'illustrée sur le schéma suivant :



Cette organisation laisse la place à de multiples modes de valorisation des capacités. La grande majorité des capacités actuelles appartenant à des portefeuilles d'acteurs intégrés, ces capacités seront utilisées par ces mêmes acteurs pour remplir les obligations leur incombant, de la même façon que les acteurs intégrés équilibrent leur périmètre sur les marchés de l'électricité. Ainsi, une grande part des capacités ne devraient pas transiter explicitement par le marché. De plus, certaines capacités sont valorisées via des contrats globaux portant sur l'énergie et la capacité (ARENH, obligation d'achat). Le reste des capacités devra faire l'objet de contrats bilatéraux entre acteurs ou de mises sur le marché dans le cadre de sessions organisées facultatives. Ainsi, la surface financière globale du mécanisme sera réduite tout en assurant une participation physique de l'ensemble des capacités au mécanisme.

A l'inverse, un mécanisme qui rémunérerait l'ensemble des capacités au prix marginal maximiserait non seulement la surface financière et donc les risques financiers du dispositif, mais aussi le coût pour le consommateur si aucune régulation ou contrôle des revenus des capacités n'était mise en place. Ce type de mécanisme, s'il n'était pas accompagné par une régulation beaucoup plus sévère et intrusive (comme aux Etats-Unis) que ce qui existe aujourd'hui sur les marchés de l'énergie en matière de contrôle des revenus des producteurs, pourrait s'apparenter à une subvention de

l'ensemble des capacités existantes à un niveau indexé sur le complément de rémunération de nouvelles capacités présentées comme nécessaires.

Périmètre du mécanisme et définition du produit

Il est nécessaire de s'assurer d'une participation effective de l'ensemble des capacités, en particulier les capacités d'effacement (en effet, plusieurs agrégateurs d'effacement ont aujourd'hui des capacités significatives et n'exercent pas le rôle de fournisseurs d'énergie. Ils devraient donc valoriser leurs capacités sur le marché). Pour ce faire, le mécanisme ne doit pas contenir de biais structurel en faveur de capacités de production de pointe. Par ailleurs, à l'instar du marché de l'énergie, la prise en compte de toutes les capacités et l'arrivée de nouvelles capacités permettront non seulement d'augmenter la liquidité du dispositif, mais aussi de limiter le pouvoir de marché de l'acteur dominant en introduisant une concurrence supplémentaire. Une participation à terme des capacités étrangères permettrait aussi d'aller dans ce sens. Si la liquidité peut permettre de limiter le pouvoir de marché, la surveillance du marché par le régulateur sera de toute façon indispensable pour garantir la confiance en son bon fonctionnement, comme aujourd'hui sur les marchés de l'énergie.

De plus, RTE privilégie la mise en place d'un produit unique et la prise en compte de l'hétérogénéité des capacités au niveau du processus de certification afin d'assurer une liquidité suffisante du marché de capacité lors de son démarrage. Une des conditions permettant d'assurer que ce choix est économiquement pertinent est que le dimensionnement de l'obligation porte sur un nombre limité d'heures. Lorsque le marché aura atteint une maturité suffisante, une segmentation des produits pourra être envisagée. Les éventuelles dispositions financières spécifiques aux nouvelles capacités seront traitées dans le cadre d'accords bilatéraux entre acteurs.

Régulation, surveillance et transparence

Le bon fonctionnement du mécanisme préconisé repose sur sa transparence. La publication régulière de données sur les volumes de capacités certifiées et contractualisées ainsi que sur une évolution prévisionnelle de l'équilibre offre-demande permettra aux acteurs de construire et d'ajuster la stratégie de couverture de leurs obligations. Si nécessaire, ces dispositions pourraient être renforcées par la mise en place de jalons temporels intermédiaires. Une évaluation régulière du fonctionnement du mécanisme pourra être menée et communiquée par RTE sur la base des informations contenues dans les registres. De cette façon, l'adéquation offre-demande d'électricité à l'échéance fixée serait progressivement assurée, rendant très improbable le recours ultime à la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPI).

Le mécanisme de marché devra également faire l'objet d'une sécurisation financière, comme cela se pratique classiquement sur les marchés organisés. Les modalités de cette sécurisation, par exemple par le biais de garanties bancaires, seront à définir avec les acteurs proposant ce type de services. De ce point de vue, l'organisation de marché proposée par RTE minimise la surface financière du marché, et donc les coûts de sécurisation associés.

Enfin, avec le mécanisme de capacité, la part capacité sera rendue explicite. En effet, dans le cadre actuel, les fournisseurs établissent leurs offres commerciales à l'aval sur la base de leurs coûts d'approvisionnement et ainsi la part énergie et la part capacité de ces coûts d'approvisionnement

sont confondues. Or, la loi NOME prévoit que les tarifs règlementés de vente devront être fixés sur la base de l'addition des différents coûts, dont celui de la capacité. Les consommateurs finals sont les bénéficiaires de la sécurité d'approvisionnement, et il est donc légitime qu'ils participent à son financement. Cependant, il est souhaitable de s'interroger sur le niveau de mise à contribution du consommateur sachant que les tarifs règlementés de vente contiennent déjà un terme de capacité.

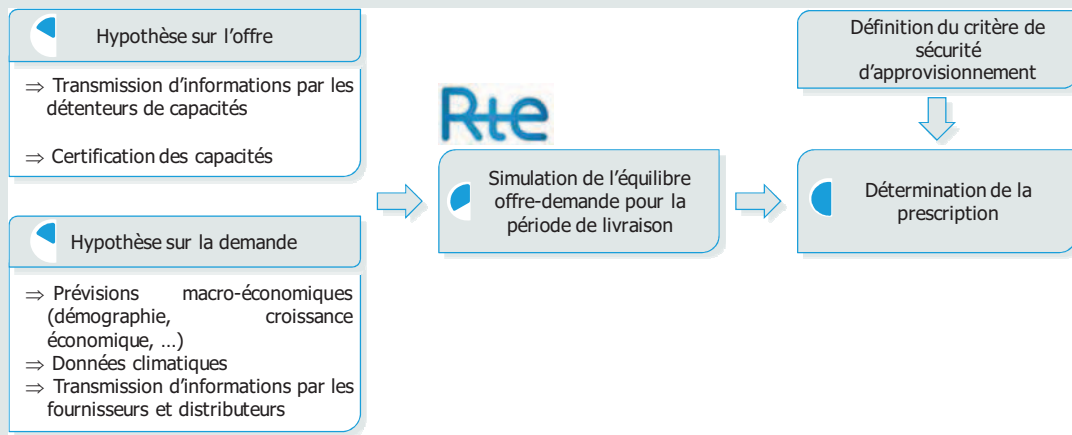
4.2 Responsables de la consommation en puissance de leurs clients, les fournisseurs sont les moteurs du mécanisme

Dans un premier temps, et en cohérence avec les travaux du groupe de travail présidé par Monsieur Serge Poignant et Monsieur Bruno Sido sur les pointes de consommation en électricité, l'évaluation du besoin de capacité doit avoir pour objectif de répondre à la problématique de la pointe nationale de consommation. Par la suite, le mécanisme pourrait évoluer en fonction des besoins. Le modèle préconisé par RTE fondé sur un concept de taux de couverture calculé à une température extrême de référence peut facilement être étendu à d'autres périodes de l'année, par exemple pour faire face à des indisponibilités de production. De plus, le recours à une température extrême de référence permet de prendre en compte la thermo-sensibilité des portefeuilles, forte spécificité du système électrique français, et de normaliser l'aléa climatique de sorte que le volume d'obligation ne dépende pas de la réalisation particulière de cet aléa une année donnée.

Les exigences en matière de sécurité d'alimentation sont établies sur la base d'un critère fixé par les pouvoirs publics. A ce jour, ils exigent une durée de défaillance inférieure à 3 heures par an en espérance.

L'exercice de dimensionnement de l'obligation de capacité consiste à projeter les conditions de l'équilibre offre-demande à l'horizon du mécanisme et à traduire le critère de sécurité fixé par les pouvoirs publics en un critère de dimensionnement utilisable par les fournisseurs pour couvrir leurs besoins de capacité. La détermination de la prescription doit être transparente et précise. Elle doit être anticipée avec un délai suffisant pour laisser le temps de développer des capacités de production ou d'effacement nécessaires en cas de déséquilibre prévisionnel entre l'offre et la demande électriques.

Processus général de définition de l'obligation de capacité



Le dimensionnement de l'obligation de capacité est par nature stochastique. RTE simule de multiples aléas à la fois sur l'offre et sur la demande et en conclut un critère de couverture pour les fournisseurs. L'évaluation de l'offre de capacité repose sur les données issues du processus de certification, permettant de réaliser une « photographie » fidèle du système électrique français et de son mix énergétique sur la base des données transmises par les détenteurs de capacité.

La simulation de la demande de capacité s'appuie sur des données macro-économiques, climatiques et sur des données transmises par les fournisseurs et distributeurs pour prendre en compte l'évolution des usages électriques. Au terme de la simulation de l'équilibre offre-demande, RTE propose une prescription, destinée à respecter le critère d'adéquation du système électrique voulu par les pouvoirs publics. Cette prescription repose donc sur une simulation globale de l'équilibre offre-demande national. Elle ne résulte pas d'une simple addition des prévisions des consommations des fournisseurs mais bien d'une étude globale sur l'adéquation nationale menée par RTE. RTE préconise de transmettre la prescription aux fournisseurs sous la forme d'un critère de couverture dynamique, du type coefficient de couverture appliqué à une température extrême de référence, pour responsabiliser les fournisseurs et les inciter à la maîtrise de la courbe de charge de leurs clients.

Il est fondamental que les méthodes utilisées pour calculer le dimensionnement de l'obligation soient parfaitement cohérentes avec celles retenues dans le cadre de la certification. Dans le cas contraire, l'obligation faite au fournisseur n'aboutirait pas au volume de garanties de capacité nécessaires et ne permettrait donc pas d'assurer l'adéquation de capacité.

La répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs a pour objectif de les responsabiliser sur la consommation en puissance de leurs clients et, plus particulièrement, de les impliquer dans l'effort de maîtrise de la consommation électrique en période de pointe. A ce titre, RTE propose d'écarter toute solution qui déresponsabiliserait les fournisseurs sur la consommation en puissance de leurs clients en considérant les augmentations de consommation anticipées à terme comme inéluctables.

Les obligations incombant à chaque fournisseur sont *in fine* calculées sur la base des consommations en puissance de leurs clients lors des périodes de pointe. Un fournisseur peut alors couvrir son

obligation en détenant ou en acquérant des garanties de capacité, ou bien inciter ses clients à diminuer leur consommation lors de ces périodes, ce qui réduit ainsi ses obligations. Ces deux possibilités sont bien symétriques car elles sont prises en compte dans le calcul de manière équivalente.

4.3 La certification, un processus engageant, clé de voûte de la sécurité d'alimentation

La certification est un processus clé pour garantir la sécurité d'alimentation électrique. Le processus de certification vise à mesurer la contribution de chaque installation à la réduction du risque de défaillance du système.

L'équilibre Offre-Demande électrique est assuré en temps réel par une disponibilité effective des capacités de production et d'effacement. Il est donc essentiel que la totalité des capacités soit prise en compte dans le mécanisme, à la fois pour connaître l'état du système électrique à échéance, mais surtout pour permettre une véritable sécurisation de l'approvisionnement électrique.

RTE certifie les installations raccordées au Réseau Public de Transport et préconise que les capacités raccordées au Réseau Public de Distribution soient certifiées par les GRD. Par ailleurs, les GRD ont rappelé à plusieurs reprises le besoin de maîtrise des capacités activées sur le RPD. Il est proposé que les limitations techniques des réseaux de distribution soient prises en compte dans le volume de certificats attribué à une capacité raccordée sur le RPD. D'autre part, la question du contrôle de l'activation de ces capacités par les GRD a été posée et nécessitera de plus amples travaux dans une instance appropriée. Cela pourra aboutir à d'éventuelles évolutions réglementaires. Les nouvelles missions des GRD nécessiteront des ressources complémentaires qui devront faire l'objet d'un financement adéquat.

La certification doit correspondre à un engagement de l'offreur de capacité sur une puissance disponible pendant les heures de plus forte consommation (par exemple 200 heures) et sur les contraintes techniques de sa capacité ; en contrepartie, il se voit attribuer par le gestionnaire de réseau un certain nombre de garanties de capacité. Cette quantité reflète la puissance disponible et sa contribution à la sécurité d'approvisionnement du pays en intégrant les contraintes techniques de la capacité considérée au regard des besoins du système. Elle tient compte des particularités indiquées par les offreurs et de l'historique de disponibilité. La période d'historique retenue devra être choisie de manière à inciter au maintien de la disponibilité des capacités tout en restant représentative. Cette méthode permet ainsi de prendre en compte des évolutions attendues sur les performances de la capacité en évitant le risque d'éventuelles rétentions de capacité au niveau du processus de certification.

Au moins dans un premier temps, un seul type de certificat, standard et cessible, est mis sur le marché pour simplifier et fluidifier les échanges. Les méthodes de certification devront en revanche prendre en compte la diversité des moyens selon :

- leur caractère modulable ou « fatal » (tels qu'hydroélectrique au fil de l'eau, éolien, photovoltaïque) ;
- leur raccordement au réseau public de transport ou de distribution ;

- le fait qu'ils soient existants ou en projet ;
- leurs performances techniques.

Le guichet de certification est ouvert plusieurs années à l'avance (par exemple 5-6 ans) et le reste jusqu'à une échéance proche de l'année de livraison, notamment pour intégrer les capacités additionnelles. Des échanges bilatéraux entre offreurs et demandeurs de capacité pourront donc avoir lieu de manière anticipée.

Pour les moyens fatals, le volume de certificats alloués devra nécessairement prendre en compte un taux de charge défini à partir d'historiques sur l'injection en période de pointe. Ce taux sera également utilisé lors du contrôle de la disponibilité.

Pour les capacités en projet, il sera nécessaire de coordonner la certification avec certains jalons de l'avancée du projet. A cet égard, la signature de la convention de raccordement constitue une étape adéquate. Il apparaît alors nécessaire d'assurer la sécurisation financière du dispositif en recourant à un système de garanties bancaires et de mettre en place une surveillance du degré réel d'avancement des projets. Interlocuteurs directs des capacités raccordées au RPD, les GRD sont les acteurs naturels de la certification de des moyens qui y sont raccordés.

Les bénéfices des actions de maîtrise de la consommation seront directement valorisables via la réduction de l'obligation des fournisseurs concernés : il n'est donc pas nécessaire de prévoir en plus une certification de ces actions. L'un des principaux intérêts du modèle de marché préconisé par RTE et assis sur un dimensionnement dynamique des obligations de capacité des fournisseurs est justement de permettre cette prise en compte des actions de MDE en réduction de l'obligation.

4.4 Fournisseurs et offreurs de capacité : un système à double détente pour un signal économique efficace

Les fournisseurs ne respectant pas leur obligation de couverture de leurs besoins en capacité encourront des sanctions pécuniaires conformément à la loi. Le montant de ces sanctions doit être suffisamment incitatif pour qu'ils contractualisent effectivement des certificats de capacités à la hauteur de leurs obligations. C'est le risque de sanction qui sera le signal économique déclenchant des investissements insuffisamment rentables sans cela. Pour des questions d'efficacité économique, un plafond devra néanmoins être fixé, par exemple à partir des coûts d'investissement d'un moyen de référence, éventuellement majorés.

De façon à rendre plus progressive et efficace la qualité de ce signal économique, il est proposé de s'appuyer sur un double dispositif : la sanction des fournisseurs qui n'auraient pas couvert par des certificats la consommation effective de leurs clients, et la mise en place, pour les offreurs de capacité (qui peuvent ou non être également fournisseurs) d'un mécanisme de règlement des écarts en puissance, analogue au mécanisme de règlement des écarts en vigueur sur l'énergie. Le prix de règlement des écarts ne serait pas une valeur fixe mais une fonction dépendant de l'état global du système. Ce dispositif permettra d'éviter un des écueils connus des marchés de capacité, à savoir un fonctionnement très erratique associé à un système de pénalisation trop rigide.

Les capacités font l'objet d'un suivi étroit, unité par unité, pour s'assurer de leur réalité physique et pour mesurer leur disponibilité réelle. Les contrôles sont réalisés par RTE dans le cadre du mécanisme ajustement et des règles relatives à la programmation. A défaut, des dispositifs spécifiques devront être mis en œuvre. Ainsi, pour les effacements activables au sein de portefeuilles en J-1, des programmes prévisionnels de consommation pourraient être exigés. Toutefois, le contrôle de l'engagement est réalisé au niveau d'un périmètre pour permettre à un exploitant de plusieurs capacités de faire foisonner ses moyens. L'écart éventuel au niveau du périmètre est pénalisé afin de responsabiliser les offreurs sur la disponibilité de leurs moyens. Ainsi, un offreur de capacité qui se trouverait en défaut est fortement incité à se rééquilibrer par l'achat de garanties sur le marché.

C'est dans ce but qu'il est proposé de mettre en place un système de pénalités s'inspirant du mécanisme existant de règlement des écarts en énergie, pour prendre en compte le foisonnement global des capacités et la contribution des offreurs de capacité à l'équilibre offre-demande. Le niveau de pénalisation serait alors variable et fonction de l'état global du système : il serait plus important lorsque le système est globalement défaillant. Les offreurs de capacités sont ainsi « responsables d'équilibre en puissance » sur leur périmètre.

4.5 Mise en œuvre du mécanisme et période transitoire

L'analyse des retours d'expérience internationaux met en lumière le caractère ambitieux des délais de mise en œuvre prévus pour la création du mécanisme de capacité français. A titre d'exemple, les marchés nord-américains ont généralement été développés en 6 à 7 ans.

La complexité inhérente à la création d'un mécanisme de capacité en France pousse à une mise en œuvre progressive, prévoyant un temps d'apprentissage pour les acteurs. Pourtant, des objectifs précis et de court terme sont attendus de la mise en place de ce mécanisme, notamment en ce qui concerne les effacements de consommation. Il s'agit donc de trouver un compromis entre ces objectifs de court terme et la nécessité d'assurer une montée en puissance progressive du processus cible. L'utilisation d'un dispositif transitoire peut permettre d'apporter une réponse à cette préoccupation. Aussi, RTE recommande, conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi NOME, la mise en œuvre de dispositions transitoires ciblées sur les effacements pour développer suffisamment cette filière et lui permettre de participer pleinement au mécanisme de capacité.

A moyen terme, le développement des effacements aura un effet bénéfique sur le futur marché en lui apportant de la liquidité, fluidifiant ainsi les échanges et permettant l'émergence d'un signal-prix pertinent.

5 Considérations sur le modèle de marché

5.1 Les produits échangés sur le marché / le périmètre du mécanisme

La mise en place d'une architecture de marché ne peut se faire qu'une fois que le produit qui va être échangé a été clairement défini. Cette définition implique de clarifier le sous-jacent du produit, c'est-à-dire la définition même de la capacité, ainsi que le périmètre des capacités considérées par le mécanisme. Des choix doivent ensuite être faits sur la manière dont le produit va représenter la réalité de ce sous-jacent : la nature du produit et sa définition, et éventuellement la variété des produits, peuvent induire un fonctionnement différent du marché final en reflétant une caractéristique du sous-jacent plutôt qu'une autre.

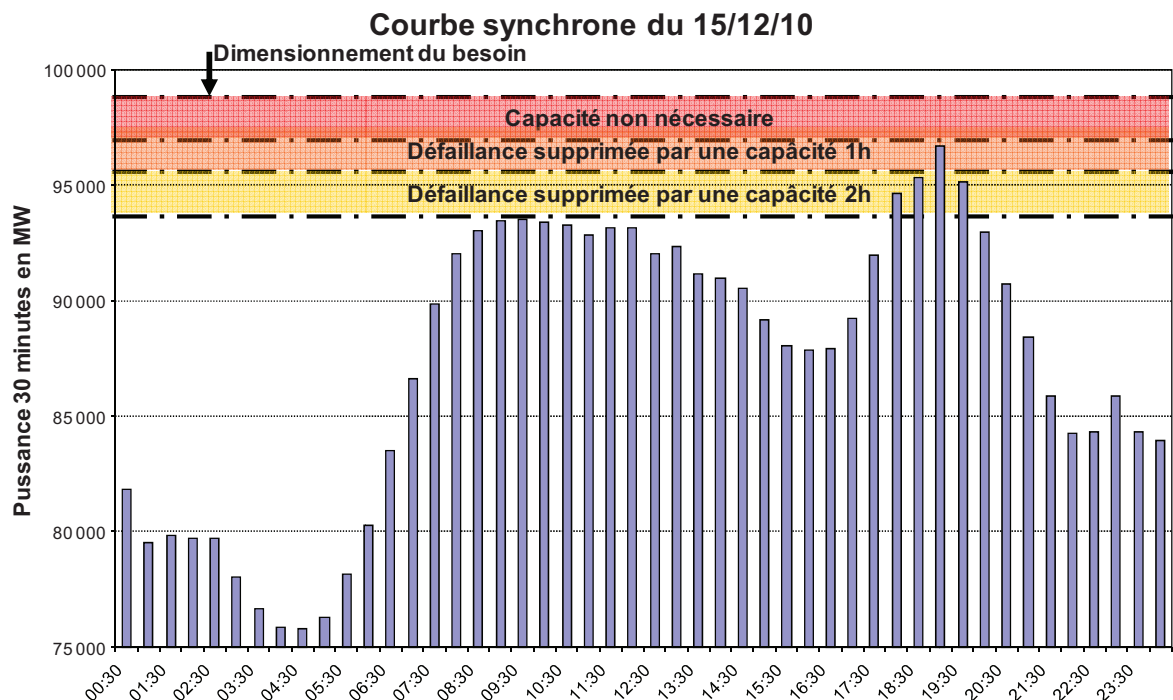
5.1.1 Définition des produits

La concertation a permis de faire émerger les préoccupations des offreurs potentiels de capacités sur la manière dont leurs moyens seraient certifiés et leurs spécificités prises en compte.

La capacité en elle-même n'est pas un produit uniforme. Sa définition dépend de la technologie considérée, à commencer par la distinction entre production et effacement. Cependant, l'ensemble des moyens considérés comme « capacités » ont un point commun : ils concourent tous à la sécurisation du niveau d'approvisionnement selon des degrés divers. Dans cette optique, le processus de certification peut attribuer à chaque capacité un volume de crédits de capacité en fonction de son apport à la sécurité d'alimentation. Au final, un seul type de produit peut être échangé sur le marché. Lors de la concertation, plusieurs acteurs ont fait part de leur souci d'assurer un niveau de liquidité satisfaisant sur le marché de capacité. Cette exigence les conduit à privilégier la définition d'un produit unique échangé sur les marchés :

« Les certificats de capacité attribués aux moyens de production et d'effacement doivent, afin d'être échangeables en toute transparence, être standardisés et conformés, par souci de pragmatisme, comme un produit unique dont le contenu doit répondre aux exigences de sécurité du système électrique. » (UFE, réunion thématique 1T1 du 12 avril 2011)

RTE a retenu cette suggestion. Par ailleurs, le besoin de capacité n'est pas uniformément réparti sur l'année, sur la semaine, ni même sur la journée, comme l'illustre le schéma suivant pour la journée du 15 décembre 2010 correspondant au jour de la plus forte consommation électrique nationale connue à ce jour.



Source : courbe fournie par l'Uniden – Réunion thématique 3T4 du 09/06/11

Même en se limitant aux heures de pointe, la puissance consommée peut varier significativement en fonction du nombre d'heures d'appel considéré. Cette forte variabilité est intimement liée aux caractéristiques de la consommation électrique française. Ainsi, pour satisfaire au moindre coût l'équilibre offre-demande, il peut être pertinent de mettre en quinconce des moyens ayant des caractéristiques différentes. A la lumière de ce constat, réduire la diversité des capacités en un seul produit peut engendrer une perte d'efficacité économique pour le système. Ce constat a conduit des acteurs lors de la concertation à préconiser une segmentation des produits fondée sur la durée d'utilisation des capacités. Afin de limiter les risques sur la liquidité du marché que peut représenter une pluralité de produits, une solution débattue consiste à retenir deux types de produits : un produit de pointe à « durée d'utilisation courte » et un produit à « durée d'utilisation longue ». Les capacités à durée d'utilisation longue peuvent naturellement participer aux deux marchés ainsi créés alors que les capacités à durée d'utilisation courte sont limitées à un seul marché, à moins qu'une agrégation entre elles ne soit effectuée en vue de construire une capacité agrégée à durée d'utilisation longue.

La création de deux produits distincts, fonction de la durée d'utilisation des capacités, signifie que, symétriquement, l'obligation devra prendre en compte cette segmentation. Le besoin de capacité ne s'exprimera donc plus comme un besoin global mais comme deux besoins connexes avec une règle d'équivalence entre les produits et éventuellement une limite du volume de capacité à « durée d'utilisation courte » dans le volume total. Cette approche rend le dimensionnement de l'obligation plus complexe.

Lors de la concertation, il a été proposé de mettre en place des dispositions spécifiques pour les nouvelles capacités en vue de leur assurer un revenu fixe sur plusieurs années. Cette disposition revient également à segmenter de fait les capacités.

Préconisations RTE :

Afin d'assurer une liquidité suffisante du marché de capacité lors de son démarrage, RTE privilégie la mise en place d'un produit unique et la prise en compte de l'hétérogénéité des capacités au niveau du processus de certification. Une des conditions permettant d'assurer que ce choix est économiquement pertinent est que le dimensionnement de l'obligation porte sur un nombre limité d'heures. Lorsque le marché aura atteint une maturité suffisante, une segmentation des produits pourra être envisagée. Les éventuelles dispositions financières spécifiques aux nouvelles capacités seront traitées dans le cadre d'accords bilatéraux entre acteurs.

5.1.2 Périmètre du mécanisme

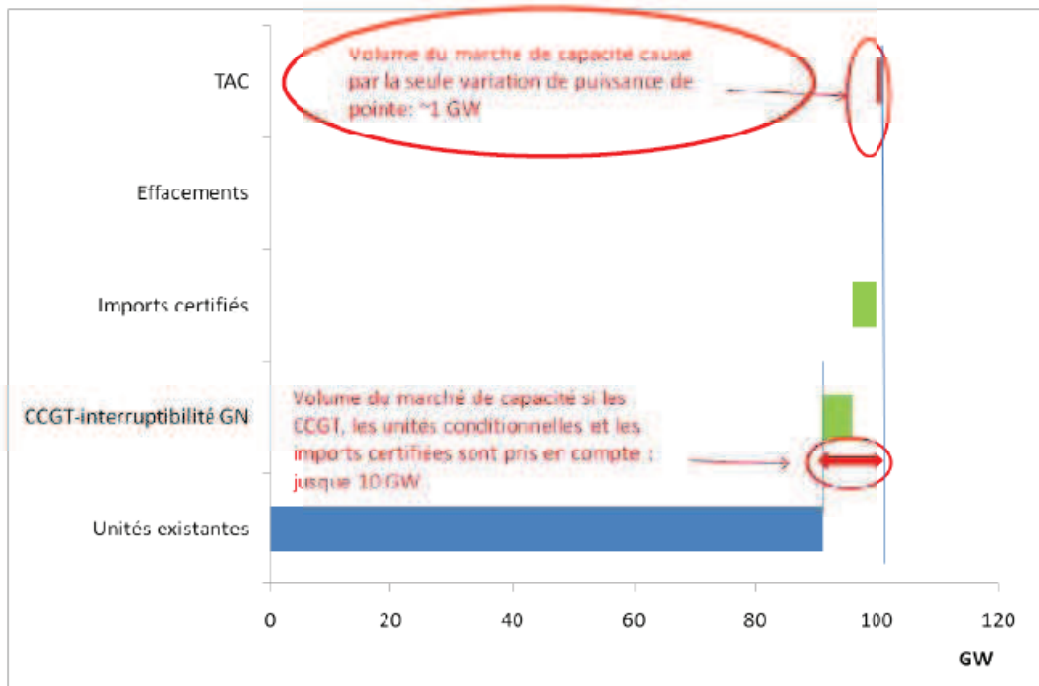
La loi NOME précise que toutes les capacités doivent faire l'objet d'une demande de certification par leur exploitant auprès du gestionnaire du réseau public de transport. Un contrat est ensuite conclu entre l'exploitant et le gestionnaire du réseau de transport, contrat prévoyant notamment les engagements de l'offreur de capacité ainsi que les pénalités dues lorsque la capacité disponible est inférieure à la capacité certifiée. Par conséquent, le mécanisme de capacité concerne bien toutes les capacités. Toutefois, la loi ne mentionne pas explicitement la question de la rémunération des capacités certifiées, ce qui a conduit plusieurs acteurs lors de la concertation à proposer des valorisations différenciées des capacités, et *in fine* à réduire le périmètre du marché de capacité. Des solutions allant au-delà des dispositions prévues par la loi NOME ont également été instruites, solutions pouvant conduire à exclure du mécanisme de capacité dans son ensemble un certain nombre de moyens.

Des limitations de périmètre du mécanisme de capacité ont été proposées afin d'en réduire sa surface financière. Trois types de mécanismes ont été instruits :

- Un mécanisme restreint aux nouvelles capacités
- Un mécanisme ne ciblant que les capacités spécifiquement investies pour la pointe et réputées souffrir d'« argent manquant »
- Un mécanisme couvrant l'intégralité des capacités à l'exception du nucléaire historique et des capacités sous Obligation d'Achat

Un mécanisme restreint aux nouvelles capacités.

Une des propositions en concertation pour réduire le périmètre du mécanisme a consisté à le restreindre aux nouvelles capacités. Dans cette approche, les capacités existantes sont exclues du mécanisme. L'origine de cette proposition se trouve dans le risque économique et concurrentiel perçu par certains acteurs avec un mécanisme complet. Le volume traité par ce mécanisme de capacité est par construction très limité.



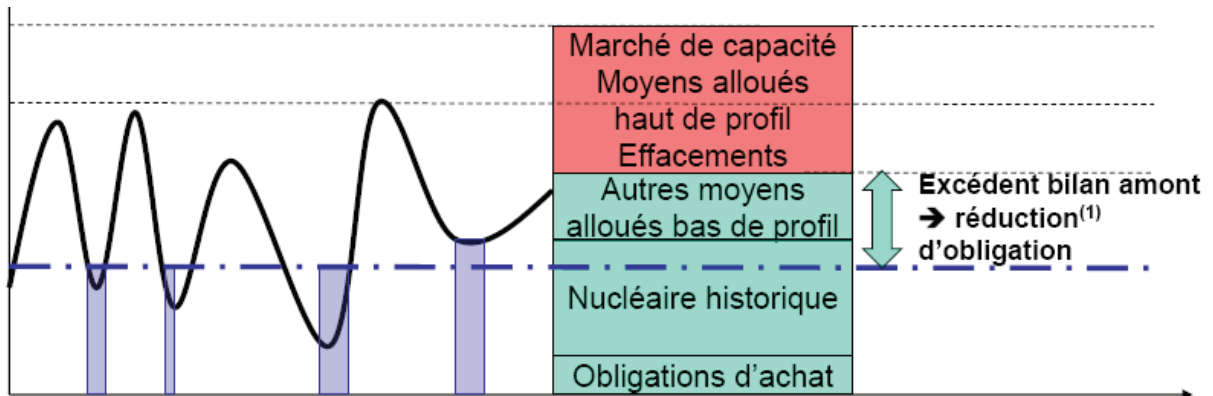
Source : GDF SUEZ – Réunion thématique 1T7 du 21/06/11

Cette proposition de mécanisme ciblé n'est pas considérée par ses promoteurs comme le mécanisme cible, mais plutôt comme une transition avant un éventuel élargissement du mécanisme au niveau européen.

La définition du concept de « nouvelle capacité » n'est toutefois pas évidente. Les capacités faisant l'objet de travaux d'amélioration sont-elles concernées ? Comment prendre en compte les capacités qui projetaient de fermer, mais qui pourraient continuer à exister si elles sont sélectionnées par le mécanisme ? Sous quelles conditions, une capacité d'effacement est-elle considérée comme nouvelle ?

Un mécanisme ne ciblant que les capacités spécifiquement investies pour la pointe

Un mécanisme ciblé sur la pointe de consommation a été proposé en concertation, basé sur une réutilisation des profils introduits pour l'ARENH. L'idée consiste à distinguer la « base » de la « pointe » en assimilant la base à tout ce qui est couvert par le profil de l'ARENH appliqué à la consommation. Les fournisseurs n'auraient alors besoin de se couvrir que pour les consommations excédant cette base. Pour les producteurs, seule une part de leurs capacités serait réellement valorisée.

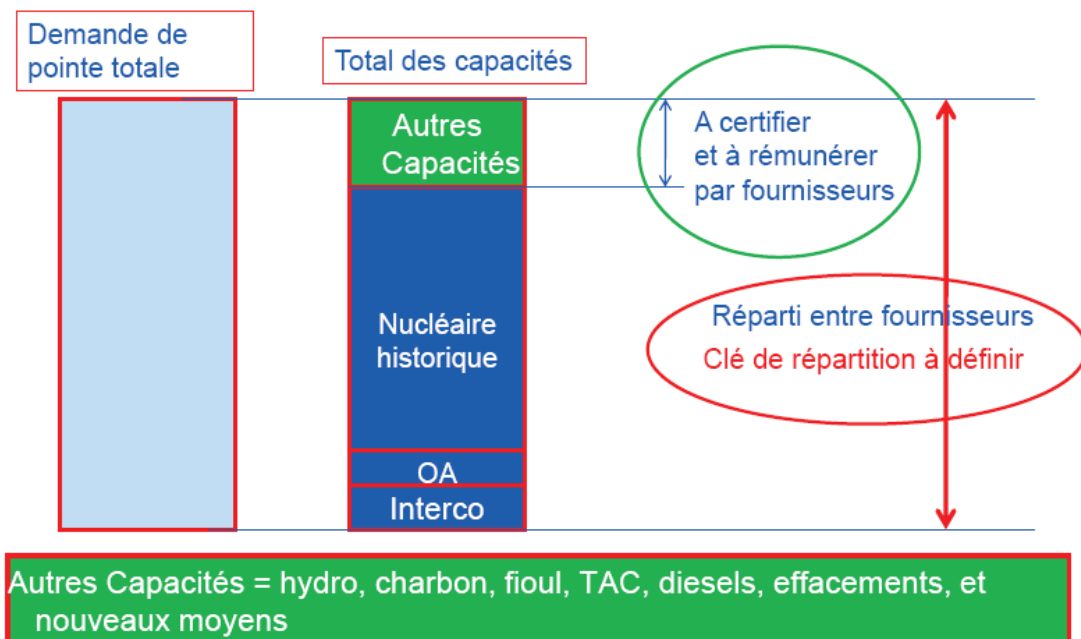


(1) : Clé de répartition entre les fournisseurs, au prorata de la consommation bas de profil de leurs clients

Source : UNIDEN – Réunion thématique 1T7 du 21/06/11

Un mécanisme couvrant l'intégralité des capacités à l'exception du nucléaire historique et des capacités sous Obligation d'Achat

Lors de la concertation, il a été proposé un mécanisme excluant tout le nucléaire historique ainsi que les moyens en Obligation d'Achat. La justification de cette proposition consiste en une extension du traitement des capacités concernées par l'ARENH à tout le nucléaire historique, mais sans aucun engagement du détenteur de ces capacités sur leur disponibilité.



Source : EDF – Réunion thématique 1T6 du 26/05/11

5.1.3 Préconisations de RTE

Pour que le mécanisme apporte une réelle garantie sur le niveau de sécurité d'approvisionnement, il est indispensable que la totalité des capacités participent au mécanisme et que les offreurs prennent des engagements sur la disponibilité de l'ensemble de leurs moyens. Exclure une partie des capacités du mécanisme conduit à un dispositif qui n'apporte pas véritablement de plus-value par rapport à la situation actuelle, ce qui peut faire naître un doute légitime sur l'opportunité de

mettre en place un tel mécanisme. A ce titre, le mécanisme réduit aux seules nouvelles capacités s'apparente aux appels d'offres déjà prévus dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements.

Les modalités de rémunération des capacités sont quant à elles multiples. Compte tenu de la structure du secteur électrique français, la grande majorité des capacités est située au sein de portefeuille d'acteurs intégrés. Par conséquent, ces capacités seront utilisées par ces mêmes acteurs pour remplir les obligations leur incombant en tant que fournisseurs et ne transiteront pas explicitement par le marché. Ce sera notamment le cas pour le nucléaire historique dans le cas de l'opérateur historique. Ainsi, ces capacités seront valorisées indirectement et leur suppression explicite du mécanisme n'aurait aucun impact sur la surface financière du marché de capacité, alors même que cette suppression ferait courir un risque en termes d'équilibre offre-demande puisque les offreurs correspondants s'affranchissent de tout engagement. Ensuite, certaines capacités sont valorisées au sein de contrats globaux incluant l'énergie et la capacité. C'est notamment le cas de l'ARENH et des contrats d'obligation d'achat. Enfin, la part restante des capacités trouvera une valorisation sur le marché de capacité. A l'exception du mécanisme restreint aux nouvelles capacités, ces capacités sont traitées par les différents mécanismes ciblés proposés. Ainsi, la prise en compte explicite de l'ensemble des capacités ne conduit pas à une surface financière nécessairement plus large, à condition toutefois que la valorisation des capacités au sein d'acteurs intégrés puisse naturellement s'opérer. La loi prévoit d'ailleurs explicitement ces modalités de valorisation indirecte.

5.2 Structure globale du marché de capacité

La mise en place d'un marché pour les certificats de capacité doit répondre à une double préoccupation : permettre, d'une part, à chaque acteur d'assumer son rôle et ses responsabilités et assurer, d'autre part, que le coût global du dispositif pour le système électrique est minimal. Les fournisseurs doivent disposer des certificats de capacité à la hauteur de la consommation en puissance de leurs clients. Ils peuvent soit détenir en propre des capacités physiques, soit acheter les certificats de capacités correspondants sur un marché. Réciproquement, les détenteurs de capacités valorisent leurs certificats en les vendant aux acteurs en position d'acheteurs nets. Ainsi, le marché de capacité est un outil de mutualisation qui permet aux fournisseurs d'acheter les certificats de capacités à la hauteur de leurs obligations et aux détenteurs de capacités de valoriser leurs certificats. Le marché de capacité doit également permettre le rééquilibrage des positions des détenteurs de capacités, notamment lorsqu'ils font face à une disponibilité de leurs moyens inférieure à celle certifiée.

Plusieurs types d'organisation de marché de capacité sont *a priori* possibles : marché bilatéral pur, marché organisé complété par des échanges bilatéraux, marchés organisés complétés par un appel d'offres avec acheteur unique de dernier ressort, appels d'offres obligatoires. Au delà des modalités techniques de mise en œuvre, l'organisation de marché à retenir dépend de façon générale des objectifs assignés au mécanisme de capacité et tout particulièrement de la manière dont l'obligation de capacité doit être couverte. En retenant comme critère de classification les modalités de couverture du besoin de capacités, deux modes d'organisation ressortent :

- La première organisation se caractérise par une couverture complète du besoin plusieurs années avant l'échéance. Dans cette approche, la totalité du besoin de capacité doit avoir été contractualisée à un horizon éloigné de l'échéance. Le marché de capacité continue à exister par la suite mais il fonctionne uniquement comme un marché de rééquilibrage pour les offreurs de capacité. A titre exceptionnel, une révision à la hausse du besoin est envisageable mais jamais à la baisse. Ce mode d'organisation qui permet une contractualisation de la totalité du besoin plusieurs années avant l'échéance est bien adaptée pour les capacités ayant un temps de construction élevé et dans les situations où l'évolution de la consommation électrique est relativement connue.
- La seconde organisation repose sur une couverture progressive du besoin de capacité : le marché fonctionne sur une période de temps étendue allant jusqu'à une échéance assez proche de la période de livraison. L'obligation de capacité est couverte de façon progressive dans le temps permettant aux acteurs de remplir progressivement leurs obligations sur la base notamment des informations prévisionnelles les plus récentes. Le montant de l'obligation de capacité est mis à jour entre le début et la fin de la période de marché en fonction notamment des évolutions de la consommation. Ce mode d'organisation est plutôt bien adapté aux capacités ne pouvant prendre des engagements longtems à l'avance et dans les situations où la consommation est dynamique.

Pour chacun de ces deux modes d'organisation, il est, par ailleurs possible de distinguer les différentes architectures possibles en fonction de la place dévolue aux fournisseurs.

- Certaines architectures reposent sur une participation explicite des fournisseurs aux marchés de capacités : ils interviennent *ex ante* sur le marché pour acheter les certificats de capacités leur permettant de remplir leurs obligations. Le marché de capacité est un marché dont le fonctionnement est proche de celui des marchés à terme sur l'énergie.
- D'autres architectures offrent une place très limitée aux fournisseurs en tant qu'acteurs de marché : ils n'interviennent qu'*ex post* en tant que financeurs du dispositif. Les coûts des contractualisations découlant des appels d'offres opérés pour un acteur central plusieurs années avant l'échéance sont répartis *ex post* entre les différents fournisseurs. Ce type de marché est basé sur une compétition entre détenteurs de capacité dans le cadre d'un ou plusieurs appels d'offres obligatoires avec acheteur unique.

5.2.1 Architectures de marché assurant une couverture de la totalité du besoin de capacité avec une anticipation importante

Plusieurs années avant l'échéance, le dimensionnement national de capacité est établi. Il s'exprime sous la forme d'un volume d'obligations en MW à satisfaire. Les architectures de marché détaillées ci-après ont toutes un point commun : à une date donnée (année A-n), la totalité du besoin de capacité est contractualisée.

5.2.1.1 Marché autour d'un unique appel d'offres obligatoire

Avec ce type d'organisation, un contractant unique vient se substituer à la communauté des fournisseurs et se procure les certificats à leur place, à hauteur de la totalité du volume requis. Cette étape se déroule sous la forme d'un appel d'offres plusieurs années avant l'échéance.

Cet appel d'offres se fait par confrontation d'une courbe d'offre représentant toutes les capacités à l'échéance avec une courbe de demande basée sur un dimensionnement des besoins par un acteur de référence. Les échanges bilatéraux ainsi que les offres d'autofourniture sont autorisés. Ils interviennent le plus souvent dans l'enchère unique comme des couples d'offre à prix nul et d'achat à tout prix, avec une compensation financière ultérieure entre les acteurs concernés.

Les règlements financiers ont lieu après livraison du produit « capacité ». Le contractant unique renvoie donc *ex post* aux fournisseurs les coûts de contractualisation, sur la base d'une clef de répartition qui nécessite de connaître les consommations effectivement réalisées. Les fournisseurs n'interviennent donc qu'*ex post* dans le mécanisme. La clef de répartition des coûts doit être représentative de la participation de chaque fournisseur aux besoins en capacité pour le respect de l'adéquation.

Le contractant unique portant les responsabilités des fournisseurs avant l'échéance, ces derniers ne détiennent pas les certificats correspondant à leur obligation : ils assurent simplement le financement du dispositif. Les fournisseurs doivent néanmoins provisionner dans leurs comptes les sommes qu'ils devront verser au titre du mécanisme de capacité n années après l'appel d'offres. Les volumes individuels ne sont pas connus avec précision à cette échéance si bien que les fournisseurs doivent se baser sur leurs propres prévisions de parts de marché futures pour les déterminer, via une estimation de la clef de répartition qui leur sera attribuée.

Dans le contexte d'un appel d'offres unique plusieurs années avant l'échéance, des risques d'écarts sont inhérents au processus pour les offreurs. Un mécanisme de rééquilibrage est nécessaire pour permettre aux acteurs ayant offert de la capacité de faire face à leurs engagements au fur et à mesure de l'évolution de leurs positions. Il s'agit en pratique d'un marché secondaire de la capacité, avec des échanges bilatéraux, qui prend place entre l'appel d'offres et l'échéance. Ce marché concerne les détenteurs de capacité.

La proposition d'une architecture de marché bâtie autour d'un acheteur unique est notamment inspirée d'exemples américains comme PJM ou ISO New England : dans ces systèmes, l'opérateur du système (ISO) assure l'adéquation de capacité en définissant les besoins en capacité et en achetant la totalité des certificats plusieurs années à l'avance, puis en renvoie le coût aux fournisseurs après l'échéance. Ce choix est intimement lié à la nature même des ISO dans le contexte américain : ce sont des structures de mutualisation entre les acteurs de marché, notamment les différentes entreprises intégrées (« utilities »). Les ISO sont à la fois opérateur du système et opérateur de marché. Ce sont notamment eux qui gèrent le pool obligatoire de l'énergie la veille pour le lendemain et c'est en tant qu'opérateurs de marché qu'ils gèrent les marchés de capacité.

Marché autour d'un appel d'offres n années avant l'échéance

Année A-n

- Le niveau de sécurité requis est défini par la puissance publique.
- L'acheteur unique définit le volume de crédits de capacité nécessaires à l'horizon A+n
- L'acheteur unique lance un appel d'offres afin de pouvoir acheter les crédits de capacité à hauteur de la prescription globale, en utilisant éventuellement une courbe de demande administrée

Année A-n à Année A

- Des marchés secondaires de crédits de capacité, pour permettre les échanges entre détenteurs de capacités

Année A

- Les coûts de contractualisation des crédits de capacité sont répercutés sur les fournisseurs au prorata de leur contribution à la pointe nationale

Les modalités techniques d'organisation de l'enchère de capacité sont variées. Celle-ci peut soit porter sur des produits standardisés soit intégrer la diversité des capacités et prendre en compte les caractéristiques techniques de chacune. On parle dans ce cas d'enchère combinatoire.

Commentaire de RTE :

Dans le cas où ce type d'architecture serait retenu pour le mécanisme français, la question de l'identité du contractant unique se pose naturellement. L'organisation française (et plus largement européenne) du secteur électrique repose sur des marchés facultatifs en J-1 gérés par des opérateurs de marché et un mécanisme d'ajustement opéré en temps réel par le gestionnaire du réseau de transport. Cette organisation très différente de celle en vigueur aux Etats-Unis ne permet pas une transposition immédiate des modèles nord-américains. Il conviendrait donc de définir au préalable un opérateur pour le marché de capacité. Il serait nécessaire de voir dans quelles conditions RTE pourrait être, comme suggéré par un certain nombre d'acteurs, chargé d'être cet opérateur. Cela nécessiterait *a minima* de revoir en profondeur les responsabilités du gestionnaire du réseau de transport vis-à-vis des marchés. Contrairement aux ISO américains, RTE n'est pas une émanation de la communauté des fournisseurs. Si RTE jouait le rôle d'acheteur unique, la structure de responsabilité prévue par la loi ne serait donc plus respectée. L'obligation de capacité ne serait plus réellement portée par les fournisseurs, mais par le Gestionnaire du réseau de transport.

5.2.1.2 Marché de capacité autour d'échanges bilatéraux et d'une session de marché organisé

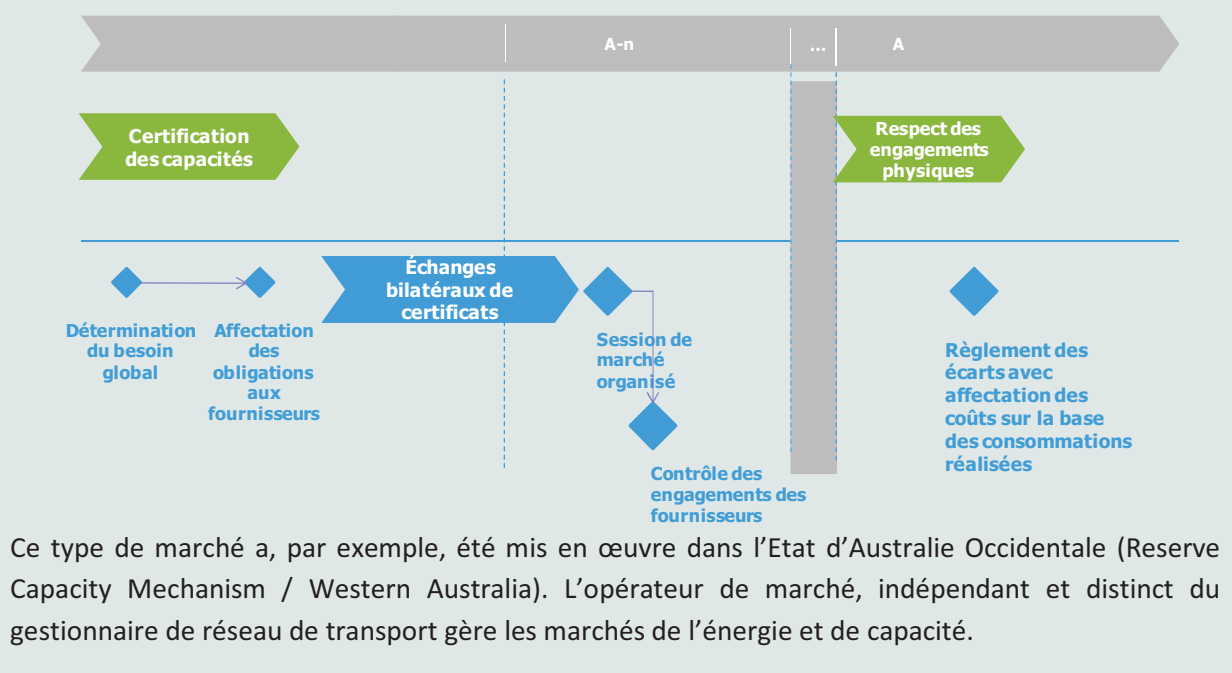
Comme précédemment, le dimensionnement global (en MW) de l'obligation de capacité est déterminé n années avant l'échéance. Une obligation est calculée pour chaque fournisseur sur la base d'une clef de répartition. Cette clef de répartition peut être basée soit sur les consommations

des clients des fournisseurs en année A-n, soit calculée sur la base de prévisions communiquées par les fournisseurs pour la période de livraison. Cette dernière approche apparaît préférable dans la mesure où elle prend en compte les évolutions pressenties par les acteurs sur leur portefeuille. Bien sûr, les prévisions de consommation ne sont pas prises en compte de façon directe pour déterminer le niveau de l'obligation, ce qui pourrait conduire à un surdimensionnement, mais bien de façon indirecte pour déterminer la clef de répartition de sorte que le volume total d'obligations alloué aux fournisseurs est égal au dimensionnement national. Les fournisseurs doivent se procurer les certificats leur permettant de satisfaire leurs obligations. Un contrôle, assorti de sanctions suffisamment dissuasives, est réalisé n années avant l'échéance. Ainsi, la totalité de l'obligation de capacité est contractualisée n années avant l'échéance.

Les échanges de certificats de capacités s'effectuent soit dans le cadre d'échanges bilatéraux, soit dans le cadre d'un marché organisé. Les volumes qui s'échangent correspondent aux écarts entre les obligations incombant à chaque fournisseur et les capacités détenues en propre. Le marché organisé prend la forme d'une session qui a lieu n années avant la période de livraison et sur laquelle les surplus de capacités doivent faire l'objet d'une offre publique de vente, conformément aux dispositions de la loi NOME. Cette session de marché permet de fixer un prix de référence pour la capacité. Elle joue, toute proportion gardée, un rôle analogue au marché spot de l'énergie.

Après la livraison, un mécanisme de règlement des écarts permet de calculer les obligations des fournisseurs à l'aide d'une clef de répartition basée les consommations réalisées. Une réallocation des certificats détenue par les fournisseurs est effectuée sur la base du prix de référence de la session de marché. Au final, chaque fournisseur finance les capacités correspondant à la consommation de ses clients. Le montant de l'obligation est le même que dans le cadre du modèle avec acheteur unique.

Illustration du fonctionnement d'un marché de capacité organisé autour d'échanges bilatéraux et d'une session de marché organisé



Ce type de marché a, par exemple, été mis en œuvre dans l'Etat d'Australie Occidentale (Reserve Capacity Mechanism / Western Australia). L'opérateur de marché, indépendant et distinct du gestionnaire de réseau de transport gère les marchés de l'énergie et de capacité.

Commentaire de RTE :

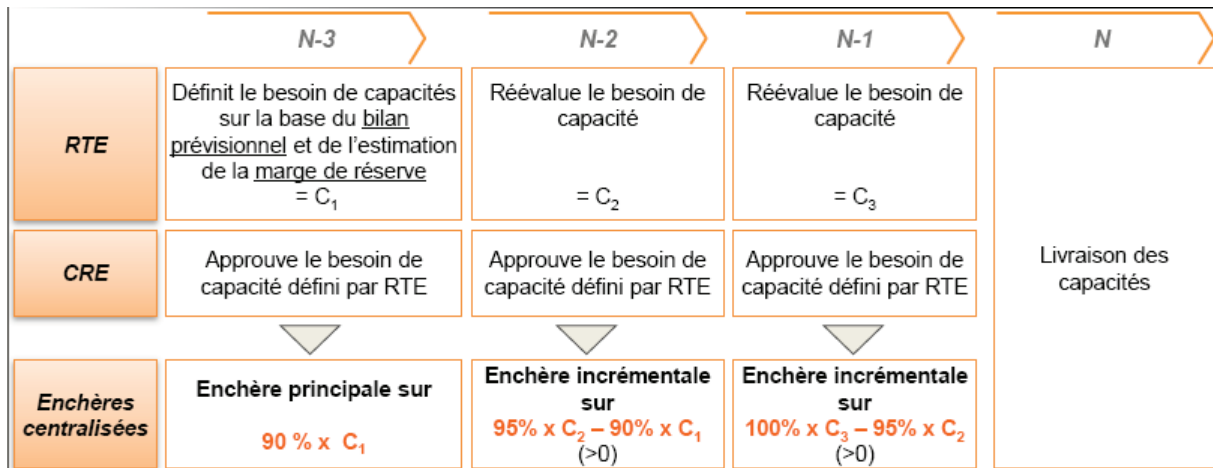
Ce type d'architecture de marché présente globalement les mêmes caractéristiques qu'un marché avec acheteur unique : la totalité de la capacité est contractualisée avec une anticipation suffisante. Il en diffère cependant sur les responsabilités incombant aux fournisseurs et sur la gestion des risques financiers : les fournisseurs sont acteurs sur le marché et sont effectivement détenteurs des certificats de capacité avec une anticipation suffisante, conformément aux dispositions prévues par la loi NOME. Les volumes qui sont échangés sur le marché sont pour chaque fournisseur le différentiel entre ses garanties et son obligation, rejoignant en cela la loi qui dispose que les « excédent[s] de [s]es obligations doivent faire l'objet d'une offre publique de vente ». La surface financière du dispositif se trouve donc considérablement réduite par rapport à un appel d'offres sur toute la capacité. En effet, même si les échanges bilatéraux et d'autofourniture sont autorisés en amont de l'appel d'offres, l'absence de connaissance par les fournisseurs de leur montant d'obligation va mécaniquement les conduire à limiter les volumes déclarés en autofourniture afin d'avoir l'assurance de valoriser la totalité de leurs capacités. Enfin, au regard des fournisseurs, ce mécanisme ne génère pas de risques financiers supplémentaires : la meilleure évaluation du montant des engagements financiers auxquels ils devront faire face dans le cadre d'un appel d'offres est égal à la prévision de la clef de répartition qu'ils peuvent faire au regard de leur prévision d'évolution de part de marché. Or, c'est précisément cette clef de répartition qui est retenue n années avant l'échéance dans le modèle de marché présenté ici.

5.2.2 Architectures de marché assurant une couverture progressive du besoin de capacité dans le temps

Les architectures présentées ici permettent une couverture progressive du besoin de capacité. Cette couverture progressive, qu'elle soit réalisée par un acteur central ou bien par les fournisseurs eux-mêmes, permet de prendre en compte les évolutions les plus récentes de l'état du système électrique, notamment les prévisions de consommation, ainsi que les stratégies commerciales des fournisseurs.

5.2.2.1 Marché de capacité autour d'une succession d'appels d'offres

Cette architecture de marché est construite autour d'un acheteur unique, qui réalise des appels d'offres successifs pour couvrir les besoins en capacité estimés pour l'ensemble des consommateurs français. Le dimensionnement de ces besoins est validé par les pouvoirs publics. Cependant, afin d'éviter de sur-dimensionner les besoins, la totalité du volume de capacité n'est pas achetée dès le premier appel d'offres par l'acheteur unique. Cela laisse la possibilité de réévaluer le dimensionnement à des échéances ultérieures, et de prendre en compte les informations supplémentaires qui sont alors disponibles. En cas de baisse du besoin estimé, un volume inférieur à ce qui était prévu sera acheté sur les appels d'offres suivants.



Source : Energy Pool – Réunion thématique 2T1 du 28/04/11

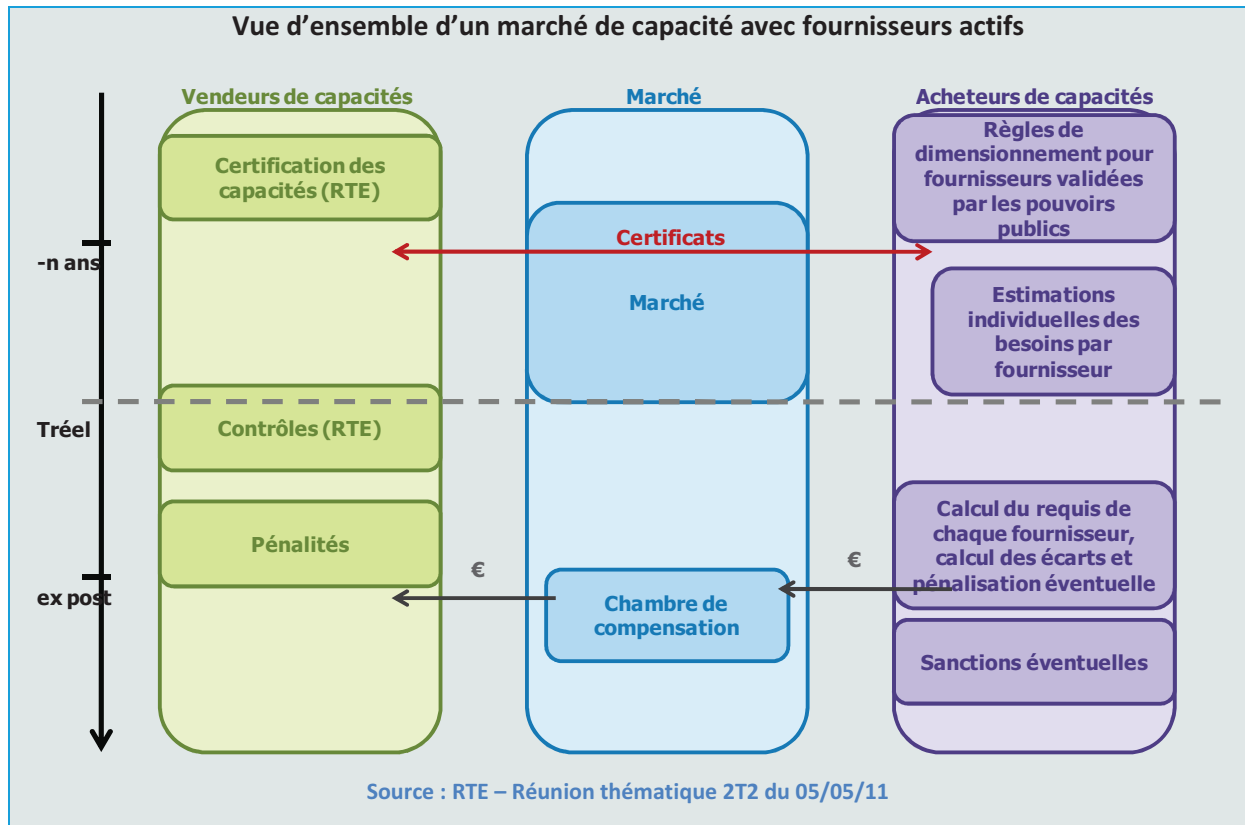
5.2.2.2 Marché de capacité avec fournisseurs actifs avec un dimensionnement dynamique

Ce type d'architecture s'inscrit dans la continuité de l'architecture de marché en vigueur sur l'énergie. Chaque fournisseur doit remplir son obligation en pratiquant des échanges avec d'autres acteurs, que ce soit de manière bilatérale ou par le biais de plateformes de marché organisés non obligatoires. Chaque fournisseur évalue son obligation en fonction de critères transparents définis par la puissance publique et de ses propres prévisions de consommation. Il met en place une stratégie d'achat des certificats en fonction de la politique de risques dont il s'est doté. Conformément aux dispositions prévues par la loi NOME, RTE calcule *ex post* les écarts entre les certificats de capacités détenus par chaque fournisseur et les obligations lui incombant. Ce mécanisme de règlement des écarts de capacité est comparable à celui en vigueur pour l'énergie et donne lieu le cas échéant à des pénalités pour les fournisseurs défaillants.

Le dimensionnement de l'obligation ne s'exprime pas, comme dans le cas d'une enchère avec acheteur unique sous la forme d'une prescription en MW mais sous la forme d'un critère de sécurité. Ce critère peut prendre la forme d'un taux de marge à respecter par chaque fournisseur, taux de marge calculé sur la base d'une consommation à la pointe, éventuellement ramenée à une température extrême de référence. Ce taux de marge est calculé par le gestionnaire du réseau de transport et validé par les pouvoirs publics. Il est calculé en prenant en compte le foisonnement des aléas et assure de ce fait un respect au plus juste du critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics.

Cette méthode de dimensionnement de l'obligation des fournisseurs est par exemple utilisée aux Etats Unis par Midwest ISO (MISO), qui demande aux fournisseurs de s'assurer qu'ils disposent de suffisamment de capacité pour couvrir la consommation prévisionnelle de leurs clients augmentée d'un taux de marge.

Les mécanismes d'échanges sont conçus pour que les fournisseurs puissent remplir leurs obligations et permettent aux offreurs ne pouvant tenir leurs engagements de se rééquilibrer en achetant des certificats. Le même mécanisme est donc utilisé par tous les acteurs, qui peuvent successivement se retrouver en position de vendeur ou d'acheteur.



Le début du fonctionnement du marché est possible lorsqu'un certain nombre d'éléments ont été fixés. La certification des capacités par le Gestionnaire du Réseau de Transport, ainsi que la détermination de la règle de dimensionnement de l'obligation des fournisseurs sont des préalables indispensables au fonctionnement du marché. Il est donc nécessaire de définir ces éléments de manière synchrone plusieurs années avant l'échéance, et c'est cette action qui marque l'ouverture du marché.

Le marché des certificats de capacité fonctionne ensuite en continu, avec quelques sessions de marché organisé, et ce jusqu'à un temps proche de l'échéance, de manière à laisser aux acteurs le temps d'équilibrer leur position. Le prix de la capacité va donc varier au cours du temps, pour suivre les évolutions des fondamentaux qui déterminent la valeur de la capacité. Ainsi, le fonctionnement du marché permet au prix de la capacité de refléter à tout moment l'ensemble des informations disponibles et des anticipations des acteurs. Ainsi, le coût pour le consommateur est une valorisation différenciée des capacités par alignement sur les différents coûts d'acquisition (autofourniture, marché, bilatéral).

Pour fonctionner de manière satisfaisante et permettre l'émergence d'un réel prix de référence, le marché doit atteindre un niveau de liquidité suffisant. Le premier point susceptible de renforcer la liquidité du marché est de s'assurer d'une participation effective de l'ensemble des capacités. Par ailleurs, à l'instar du marché de l'énergie, l'enrichissement des capacités potentielles permet non seulement d'augmenter la liquidité du dispositif mais aussi de limiter le pouvoir de marché de l'opérateur historique en introduisant une concurrence supplémentaire. Pour ce faire, le mécanisme ne doit pas contenir de biais structurel qui constituerait un frein à la participation de l'ensemble des

capacités, en particulier les capacités d'effacement. De plus, un autre élément qui permettrait de limiter ce pouvoir de marché serait d'envisager la participation effective des capacités étrangères. Ce point, traité en §5.3.4 apparaît difficile dans un premier temps, la question se pose toutefois à terme, si les évolutions nécessaires sont effectives.

Le processus de concertation a fait émerger la question de l'activité sur ce type de mécanisme. En particulier, un comportement attentiste des acteurs pourrait menacer son fonctionnement : si les transactions ont toutes lieu au dernier moment, le mécanisme ne jouerait pas son rôle de signal de long-terme. Bien qu'il semble peu probable d'observer ce type de comportement, qui ne correspondrait pas à celui observé sur les marchés de l'énergie en termes de gestion de risques, la mise en place de dispositifs adaptés permet d'éviter ce phénomène.

Tout d'abord, les fournisseurs exposés à une pénalité suffisamment forte achèteront leur certificats sur les marchés à terme afin de maîtriser leur risque. En fin de compte, le comportement des acteurs sera très proche de celui observé sur les marchés de l'énergie. Les acteurs réalisent leur achats/ventes progressivement sur les différents marchés à terme et n'attendent pas les marchés spot J-1 pour effectuer la totalité de leurs transactions. Les marchés de l'énergie fonctionnent aujourd'hui correctement et les acteurs souhaitent majoritairement conserver l'architecture actuelle, alors que la même problématique y est présente (mais il est vrai qu'à la fin des années 90, ce type de risque « court-termiste » était fréquemment évoqué pour expliquer qu'un marché de l'énergie ne pouvait pas fonctionner).

Ensuite, le rôle de la transparence est crucial pour aider au fonctionnement du marché. Cette transparence s'envisage d'abord à un niveau global, avec la publication avant le début des échanges du volume total de capacités certifiées, ainsi que d'une évaluation globale du besoin au niveau France, établie plusieurs années avant l'échéance sur la base des études faites par RTE pour le bilan prévisionnel qui présente plusieurs scénarios possibles d'évolution de la consommation, et donc des besoins totaux de certificats. Ces éléments, actualisés régulièrement, peuvent permettre aux acteurs d'affiner leur vision sur l'état global de l'adéquation de capacité, à savoir s'il y a une situation marquée de sur ou sous capacité. Ils mettent également RTE en situation d'émettre des alertes si nécessaire.

Ces éléments ne sont pas suffisants pour définir le prix de la capacité, car c'est l'évolution de la consommation sous l'impulsion des fournisseurs, qui va réellement le fixer. Il pourrait donc être utile pour renforcer la transparence de demander à chaque fournisseur sa vision de la capacité nécessaire pour couvrir la consommation de ses clients, à portefeuille constant, et de publier la somme de ces prévisions.

Si un fonctionnement correct du marché n'était pas assuré par ces mesures « incitatives », il est possible de traduire plus concrètement dans l'architecture de marché l'importance pour les fournisseurs d'équilibrer leur position sans attendre le dernier moment. Cela se traduirait par plusieurs vérifications de la couverture du portefeuille des acteurs, à des échéances différentes. L'échéance principale doit rester la vérification *ex post* du respect de l'obligation. Il serait cependant possible d'ajouter des vérifications régulières du niveau de couverture de chacun, en laissant par

exemple une possibilité d'aggravation des pénalités si les niveaux intermédiaires de couverture n'ont pas été respectés.

Commentaires de RTE

Ce type d'architecture de marché permet de réellement considérer la consommation comme un paramètre dynamique. De ce point de vue, il est celui qui responsabilise le mieux les fournisseurs sur le comportement de leurs clients, et incite le plus aux effacements et plus globalement aux actions de maîtrise sur la courbe de charge. Conjointement avec la certification des capacités, elle permet d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

5.2.3 Analyse croisée des différentes architectures de marché

5.2.3.1 Les jalons temporels

Un des paramètres importants de l'architecture de marché est l'éloignement temporel entre la tenue du marché et l'échéance du mécanisme. Plus le dimensionnement de l'obligation de capacité a lieu tôt, plus il sera entaché d'incertitudes. Rapprocher le marché de l'échéance permet donc de limiter les risques de surdimensionnement, qui se traduiraient par des investissements inutiles, ou de sous-dimensionnement, qui pourraient menacer la sécurité d'approvisionnement. Une possibilité est de ne pas figer un dimensionnement plusieurs années en avance, mais d'utiliser un dimensionnement en fonction des consommations réalisées et de mettre au centre du mécanisme les prévisions des acteurs de marché.

Un second enjeu est lié à ce paramètre: celui de la composition du mix énergétique. En effet, tous les moyens en mesure de valoriser leur capacité au travers du mécanisme n'ont pas les mêmes constantes de temps de déploiement. Ainsi, si une anticipation suffisante est nécessaire pour laisser aux investisseurs le temps de développer des capacités pouvant résorber un éventuel déséquilibre entre l'offre et la demande prévisionnelles, le choix d'une échéance unique favorisera une filière technologique par rapport aux autres. Schématiquement, une échéance lointaine favorise les moyens de production, une échéance de plus court terme les effacements de consommation.

Le choix de l'horizon de temps renvoie plus fondamentalement à la finalité du mécanisme de capacité : ce mécanisme vise-t-il à déclencher *ex nihilo* des investissements ou bien constitue-t-il une incitation supplémentaire pour de nouveaux investissements ? La première option conduit à retenir des horizons de temps potentiellement très éloignés, notamment dans la mesure où l'on ne souhaite pas orienter le mix énergétique. Or, compte tenu des incertitudes fortes qui peuvent exister sur la demande, un horizon trop éloigné semble peu envisageable. Le mécanisme de capacité est donc davantage une incitation offerte aux investisseurs en vue de valoriser leurs moyens. Il ne vise pas nécessairement à déclencher *ex nihilo* de nouveaux investissements mais offre un complément de rémunération que les investisseurs peuvent intégrer en vue notamment de déterminer la date de mise en service de leurs moyens. Sur les marchés de capacité du nord-est des Etats-Unis (PJM, NE-ISO) où un horizon de temps de trois ans a été retenu, les investisseurs en production qui participent à l'enchère ont des projets qui sont à un stade déjà avancés : ils possèdent *a minima* le terrain ainsi que les autorisations administratives. Ces mécanismes ont donc plus vocation à ajuster les dates de mises en services. Le fondement économique des décisions d'investissement repose sur les

anticipations des acteurs et les informations disponibles (analyse de l'équilibre offre-demande d'électricité, bilan prévisionnel, ...). Ainsi, le processus de prise de décision concernant la construction de capacités de production débute la plupart du temps avant les échéances du mécanisme de capacité.

Deux éléments sont de nature à permettre un bon fonctionnement du mécanisme :

- Une durée suffisamment importante entre le début du marché et l'échéance, afin d'une part de ne pas favoriser exagérément un type de capacité par rapport aux autres et d'autre part d'assurer une certaine stabilité du signal prix.
- Un marché fonctionnant jusqu'à une date proche de l'échéance pour permettre aux capacités d'effacement de participer dans des délais qui leur sont favorables.

5.2.3.2 Atteinte des objectifs physiques en capacité

Conformément aux dispositions prévues par la loi NOME, le mécanisme de capacité vise à assurer la sécurité d'alimentation électrique du territoire français métropolitain. C'est donc notamment à l'aune de la sécurisation apportée à l'équilibre physique entre l'offre et la demande d'électricité qu'il convient d'apprécier les architectures de marché retenues.

Le critère de sécurité d'alimentation étant par nature stochastique, la mesure effective de ce critère est en pratique délicate. Il ne peut en effet se mesurer que sur un nombre important de réalisations (années). Les incertitudes concernant l'équilibre entre l'offre et la demande sont de deux natures : les incertitudes entourant la consommation d'une part et les incertitudes entourant les capacités d'autre part. C'est la maîtrise conjointe de ces aléas qui permet d'assurer la sécurité d'alimentation.

Concernant la maîtrise des aléas affectant les capacités, il convient de remarquer qu'elle est relativement insensible à l'architecture de marché retenue et repose principalement sur la qualité de la certification et des contrôles associés. En effet, l'enjeu du processus est de s'assurer que les capacités certifiées et engagées dans le mécanisme seront effectivement disponibles à l'échéance. Cette effectivité des capacités certifiées est la clef de voûte du mécanisme permettant de s'assurer de l'équilibre physique entre l'offre et la demande.

Les architectures de marché se différencient donc principalement au niveau des modalités de traitement des prévisions de consommation.

Dans un cas, une prévision est réalisée n années avant l'échéance et sert de fondement au dimensionnement de l'enchère principale. Ce dimensionnement du besoin réalisé plusieurs années à l'avance ne correspond pas nécessairement aux besoins une fois l'échéance arrivée. Les informations prévisionnelles disponibles plusieurs années en avance sont assez imprécises, et ne tiennent pas compte des évolutions non prévisibles : crises économiques, ruptures technologiques, ...

Dans l'autre cas, des prévisions sont réalisées au fur et à mesure soit par les fournisseurs, soit par un acteur de référence. Les prévisions sont affinées au fur et mesure que l'échéance se rapproche. Dans le cadre d'un dimensionnement dynamique, les fournisseurs peuvent adapter leur politique commerciale en fonction du signal prix issu du marché de capacité et adapter de ce fait leur obligation de capacité.

Les modalités de contractualisation des capacités certifiées, qui dépendent de l'architecture de marché retenue, peuvent *a priori* avoir un impact sur l'équilibre physique entre l'offre et la demande. Dans le cadre d'un marché basé sur un ou plusieurs appel d'offres, un volume de capacité est contractualisé conformément à des prescriptions validées par les pouvoirs publics, à hauteur toutefois d'un plafond de prix (généralement de l'ordre de grandeur du coût annualisé d'une TAC [turbine à combustion]). Dans le cadre d'un marché avec fournisseurs actifs, les fournisseurs contractualisent directement la capacité dont ils ont besoin. Une pénalité financière est appliquée aux fournisseurs ne remplissant pas leurs obligations. Cette pénalité joue le même rôle que le plafond de prix retenu dans le cadre d'une approche avec enchère unique et doit donc être fixée selon des règles équivalentes. Ainsi, les fournisseurs contractualisent les capacités à hauteur de cette pénalité. *In fine*, les différentes architectures conduisent à contractualiser un volume de capacité à hauteur d'un prix maximal fixé *a priori*.

Quelle que soit l'architecture de marché retenue, l'atteinte de l'équilibre physique repose notamment sur l'absence de toute rétention de capacité qui pourrait être opérée par des détenteurs de capacité dans le but de manipuler les prix de marché. Une régulation efficace devra donc être mise en place en vue de dissuader toute forme de rétention et assurer que les dispositions prévues par la loi NOME, qui indique explicitement que toute capacité détenue par un fournisseur en excédent de ses obligations doit faire l'objet d'une offre publique de vente, sont bien appliquées. Cette régulation est de nature à garantir la formation d'un signal prix pertinent sur lequel les fournisseurs peuvent se baser pour effectuer leurs achats de certificats. Elle est par ailleurs de nature à atténuer les craintes émises par certains acteurs sur la possible volatilité dans le temps du signal prix pour les architectures de marché offrant une couverture progressive du besoin de capacité.

5.2.3.3 Incitations à la maîtrise de la consommation électrique à la pointe

Issu du groupe de travail sur la pointe électrique présidé par Messieurs Bruno Sido et Serge Poignant, le mécanisme de capacité français est une des solutions proposées en vue de maîtriser la consommation électrique de pointe. Même s'il vise plus largement à sécuriser l'alimentation électrique de notre pays, la propension du mécanisme à assurer un développement effectif de solutions permettant de limiter la croissance de la consommation électrique en période de pointe constitue un objectif essentiel. C'est donc à l'aune de cette finalité que les différentes architectures de marché doivent notamment être analysées.

De façon générale, plusieurs types d'actions contribuent à limiter la croissance de la pointe électrique : des effacements de consommation, des actions plus pérennes limitant la puissance appelée à la pointe (typiquement des actions d'efficacité énergétique), des offres tarifaires adaptées. Dans le cadre d'un mécanisme d'obligation de capacité, ces actions peuvent être valorisées de deux façons différentes : soit indirectement via la réduction de l'obligation de capacité à laquelle est soumise un fournisseur, soit directement via la rémunération de capacités certifiées. Cette dernière voie de rémunération s'applique uniquement aux capacités qui peuvent être certifiées, à savoir les effacements de consommation. La valorisation indirecte des actions de maîtrise des appels de puissance est très dépendante de l'architecture de marché retenue.

- Dans le cadre d'un marché avec fournisseurs actifs et une prescription dynamique, la contribution de chaque fournisseur est calculée uniquement en fonction de la consommation de ses clients en puissance à la pointe. Ainsi, une action prise par un fournisseur réduisant la consommation à la pointe de ses clients de 1 MW réduit son obligation de capacité de 1 MW, c'est-à-dire le volume de certificats qu'il doit acheter sur les marchés. Ainsi, toute action qui réduit la puissance appelée à la pointe trouve une valorisation à hauteur du volume considéré. *In fine*, les deux méthodes de valorisations (directe et indirecte) sont équivalentes et toutes les actions qui limitent les appels de puissance à la pointe sont valorisées de façon identique. Les fournisseurs sont donc incités à mettre en œuvre ce type d'actions dans la mesure où ils ont l'assurance qu'elles seront valorisées à la hauteur du volume concerné.
- Dans le cadre d'un modèle de marché où la prescription est fixe et déterminée plusieurs années avant l'échéance, la contribution d'un fournisseur est calculée *ex post* sur la base d'une clef de répartition. Cette clef de répartition dépend non seulement de la consommation des clients du fournisseur considéré mais également de la consommation totale France et du volume total contractualisé². La valorisation indirecte des actions de maîtrise des appels de puissance est donc tributaire de cette clef de répartition et s'en retrouve diluée. Les fournisseurs peuvent être moins incités à mettre en place ce type d'actions dans la mesure où ils n'ont pas l'assurance d'obtenir une valorisation à la hauteur du volume concerné. Par ailleurs, une asymétrie de valorisation est introduite entre une action certifiée et une qui ne l'est pas, même si les deux actions ont rigoureusement le même impact en termes d'adéquation de capacité.

Les fournisseurs sur qui porte l'obligation de capacité doivent naturellement être incités à maîtriser la consommation en puissance de leurs clients. Dans le cadre d'un marché avec fournisseurs actifs et une prescription dynamique, cette incitation est directe : les fournisseurs doivent se procurer les certificats que nécessite la consommation en puissance de leurs clients. Jusqu'à l'échéance, ils peuvent être amenés à arbitrer entre un achat de certificats de capacité sur le marché et la mise en place d'actions (par exemple des offres tarifaires) envers leurs clients en vue de réduire leurs appels de puissance. Ainsi, l'incitation à réduire la consommation en période de pointe est permanente.

A l'inverse, dans une architecture où la totalité de la capacité est contractualisée n années avant l'échéance, l'obligation de capacité peut s'apparenter à un nombre de MW à placer pour la communauté des fournisseurs. Quelles que soient les actions menées par ces fournisseurs après le dimensionnement global de l'obligation en vue de limiter la puissance consommée par leurs clients, elles n'ont aucun impact sur le volume global contractualisé. Un tel mécanisme est donc déresponsabilisant et n'incite pas la communauté des fournisseurs à réduire la consommation en puissance de leurs clients en-deçà du volume contractualisé n années avant l'échéance. On peut néanmoins objecter que les actions prises par les fournisseurs après le dimensionnement initial de l'obligation de capacité peuvent en théorie être anticipées et prises en compte dans le dimensionnement global de capacité.

Cette solution fait néanmoins apparaître trois difficultés majeures :

² Cf. chapitre 6

- Une difficulté technique : La détermination *ex ante* d'un volume prévisionnel d'effacements de consommation supplémentaires (ou plus largement d'actions limitant les appels de puissance en période de pointe) ne participant pas au processus de certification initial peut s'avérer extrêmement délicate. La valeur de ce volume est en effet directement liée au prix de la capacité, prix déterminé par le marché de capacité. Ce volume ne devrait donc pas être un volume fixe mais plutôt une courbe présentant le gisement supplémentaire en fonction du prix. Or, cette courbe ne devra pas intégrer les effacements participant effectivement au marché en tant que capacité afin d'éviter une double comptabilisation des capacités d'effacements. Le processus de construction de cette courbe sera donc complexe et nécessitera un certain nombre d'engagements de la part des fournisseurs.
- Une difficulté économique : La prise en compte indirecte au niveau de la prescription globale de capacité d'effacements introduit *de facto* une asymétrie de rémunération pour ces capacités. Cette asymétrie de rémunération, qui se traduira concrètement par une plus faible rémunération des capacités qui ne se sont pas déclarées n années à l'avance, sera peu incitative pour le développement de capacités d'effacement. Dit autrement, les volumes d'effacements qui seront effectivement révélés par le mécanisme de capacité seront ceux connus avec précision n années avant l'échéance. Ceci peut conduire à minorer le volume d'effacements retenu et donc *a contrario* accroître le volume de capacités de production contractualisé.
- Une difficulté physique : les incertitudes sur le volume d'effacements additionnel à prendre en compte vont se traduire par une incertitude sur le critère de sécurité d'alimentation qui joue ainsi le rôle de variable d'ajustement, ce qui est peu compatible avec l'objectif du mécanisme de capacité. Ceci milite pour une prise en compte réduite – voire une non-prise en compte - au niveau de la prescription de ces effacements additionnels, mais avec le risque évoqué plus haut d'une contractualisation de capacité trop importante, avec un surcoût important pour le système électrique dans son ensemble.

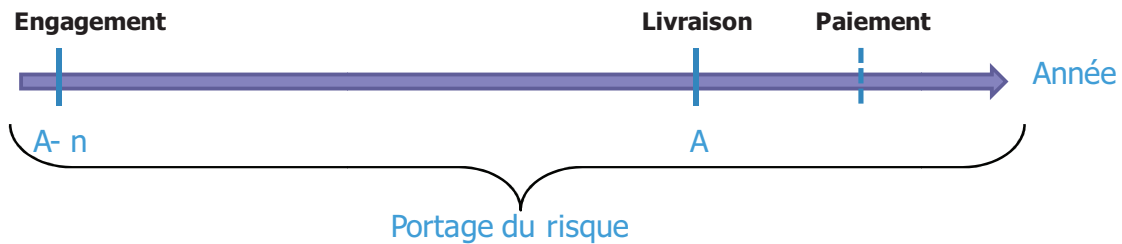
Commentaire de RTE

Au regard des incitations à la maîtrise de la consommation électrique à la pointe, les architectures permettant une couverture progressive de l'obligation apparaissent préférables.

5.2.3.4 Flux financiers et gestion des risques financiers

D'un point de vue financier, le mécanisme de capacité est un outil de transfert de risque des offreurs de capacité vers les fournisseurs de clients finals. Il doit donc permettre de réduire le niveau de risque pour les investisseurs par un transfert de risque financier vers les fournisseurs, sur qui porte l'obligation.

La durée du mécanisme, entre les engagements et le dénouement, implique un portage du risque financier par différents acteurs. Les risques de contrepartie sont ainsi considérés comme les risques principaux. Ils peuvent être causés par un défaut des fournisseurs ou un défaut des offreurs. Pour limiter ces risques, l'organisation des couvertures financières est nécessaire.



Source : RTE – Réunion thématique 1T2 du 19/04/11

L'absence d'un mécanisme de gestion du défaut de paiement d'un fournisseur réduirait la confiance des investisseurs dans l'aptitude du mécanisme à leur donner de la visibilité à moyen terme.

La gestion de ces risques de contrepartie peut s'appuyer sur des outils classiques de gestion de marché. Le choix entre ces différents outils dépend notamment de la profondeur et de la liquidité du marché : un mécanisme où les échanges seraient limités pourrait avoir recours à un compte public dédié, administré par une autorité publique. Cette autorité publique facturerait le prix de la capacité aux fournisseurs puis transférerait les paiements aux offreurs de capacité. Dans le cas d'un marché plus liquide, il serait possible de faire appel à une chambre de compensation qui assurerait l'exécution des paiements aux offreurs de capacité.

En définitive, pour garantir des échanges dans un contexte où les risques financiers sont maîtrisés, il importe :

- de disposer d'un outil de sécurisation des flux financiers,
- de prévoir les cas de faillite d'acteurs, tant fournisseurs qu'offeurs de capacité,
- d'inciter au respect des engagements par les détenteurs de capacité, notamment en privilégiant un règlement financier à la livraison physique.

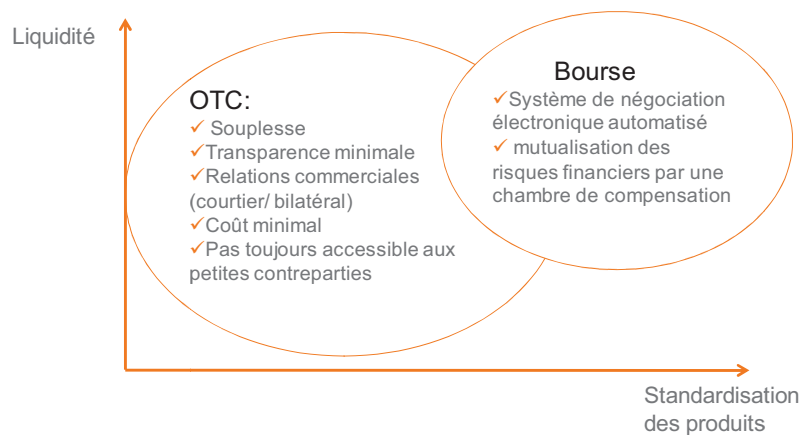
Les différentes architectures de marché possibles nécessitent toutes une attention particulière aux mécanismes financiers qui leur permettent de fonctionner.

L'enjeu principal dans une architecture de marché centrée autour d'appels d'offres avec acheteur unique est d'éviter que la délégation de responsabilité des fournisseurs vers le contractant unique ne se traduise par des déséquilibres financiers. La question du renvoi d'éventuels défauts de paiement se pose alors de manière aigüe, en particulier si le contractant unique n'est pas une structure dépendant directement de la communauté des fournisseurs. Le portage du risque financier par le contractant unique ne peut alors se faire qu'avec le concours d'importantes garanties bancaires.

Dans un mécanisme de marché avec fournisseurs actifs, l'enjeu principal est la fluidité des échanges, pour permettre au prix de se former dans de bonnes conditions. La dilution de la liquidité sur un marché en continu est alors potentiellement problématique. L'organisation périodique de sessions de marché organisées peut permettre de rassembler les acteurs qui souhaitent échanger des certificats, et de favoriser à l'émergence d'un prix de référence. La qualité du fonctionnement d'un tel mécanisme repose donc sur des données fondamentales (nombre d'acteurs impliqués,...), mais aussi sur le choix des structures de marché. Les entreprises d'activité boursière sont spécialisées dans l'organisation des échanges entre acteurs et proposent des solutions adaptées ; ce schéma a notamment été retenu pour le fonctionnement des marchés de l'énergie. La gestion du risque de

contrepartie peut alors s'envisager de plusieurs manières, par exemple au travers d'une chambre de compensation garantissant les échanges.

Lors de la consultation du projet de rapport, la mise en place d'un marché au comptant a par ailleurs été proposée. Un tel marché permettrait en effet de limiter la structure de couverture du risque financier en cas de défaut de paiement. Cependant, cette proposition impose aux fournisseurs un paiement effectif jusqu'à plusieurs années avant l'échéance. En contrepartie, il apparaît indispensable de s'assurer que les capacités ainsi rémunérées seront bien effectives, ce qui peut nécessiter de renforcer leurs garanties financières.



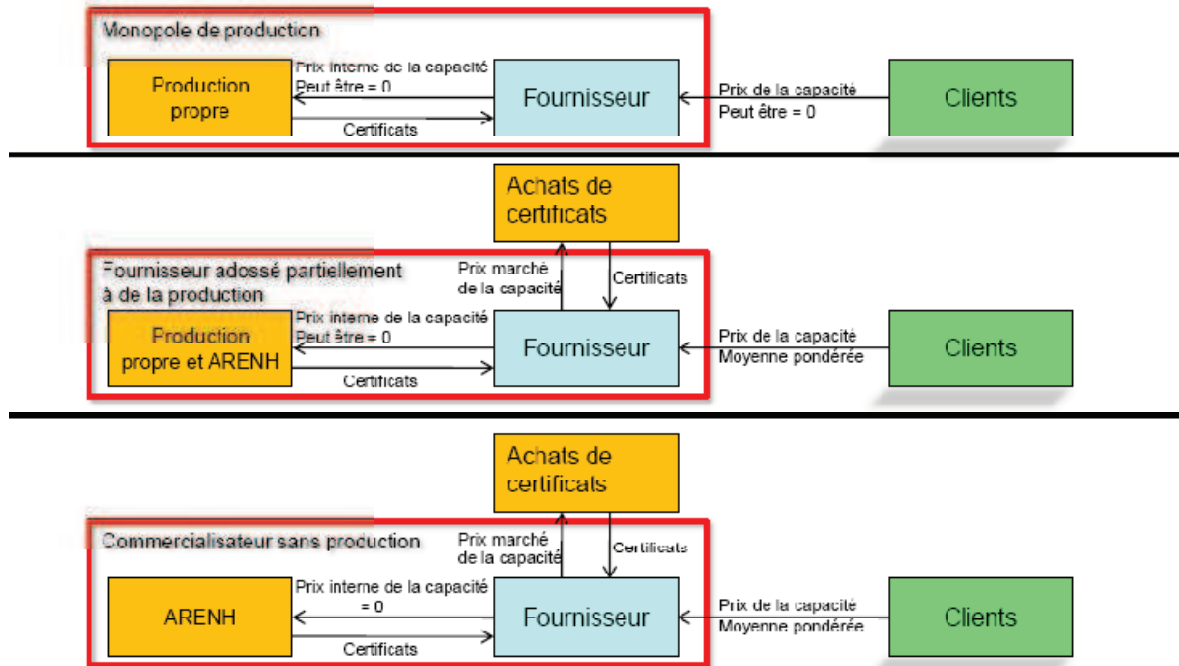
Source : EPEX – Réunion thématique 1T6 du 26/04/11

De même que dans le cadre du marché avec fournisseurs actifs, des questions se posent sur la liquidité du marché et la gestion des risques de contrepartie. En effet, cette problématique existe de façon masquée sur une enchère unique dès lors que l'autofourniture est prise en compte. D'autre part, ces questions se retrouvent de façon accentuée sur le marché de rééquilibrage, sans lequel le mécanisme est inopérant : la liquidité peut être faible car peu d'acteurs sont concernés, et les risques de contrepartie sont également présents.

Quelle que soit l'organisation retenue, il est important qu'un certificat ne soit pas annulé en cas de défaut de son offreur initial, qu'il s'agisse d'une défaillance technique ou financière. En effet, un tel choix reviendrait à faire porter aux acheteurs de certificats le risque de défaut du vendeur. Les certificats émis par les petits acteurs se verraient alors appliquer une prime de risque : un certificat ne serait plus réellement valorisé en fonction de la capacité qu'il désigne, mais aussi en fonction de la solidité financière de son émetteur.

En revanche, les offreurs ne pouvant tenir leurs engagements techniques doivent être incités, par des pénalités adaptées, à compenser leur manque en achetant des certificats à d'autres acteurs, afin d'éviter que la variable d'ajustement finale ne soit la sécurité d'approvisionnement des consommateurs.

Enfin, lors de la concertation, certains acteurs ont souligné le fait que les flux financiers entre un fournisseur et ses clients sont dépendants de la structure du portefeuille du fournisseur. Ce point qui concerne potentiellement toutes les architectures de marché est illustré par les schémas suivants :



Source : GDF SUEZ – Réunion thématique 1T2 du 19/04/11

5.2.3.5 L'atténuation de la volatilité

Le mécanisme de capacité doit permettre de valoriser les capacités au plus près de leur valeur réelle, afin d'envoyer les bonnes incitations aux acteurs. Une valorisation trop élevée se traduirait par des surinvestissements, et une valorisation trop faible par des sous-investissements. Dans les deux cas, l'objectif fixé par les pouvoirs publics comme niveau de sécurité d'approvisionnement ne serait pas atteint.

La difficulté à déterminer la valorisation optimale de la capacité ainsi que l'importance de ce paramètre rendent nécessaire un mécanisme de marché, afin de révéler le vrai coût de l'adéquation. Cependant, toutes les architectures de marché ne permettent pas d'obtenir la même qualité du signal de prix.

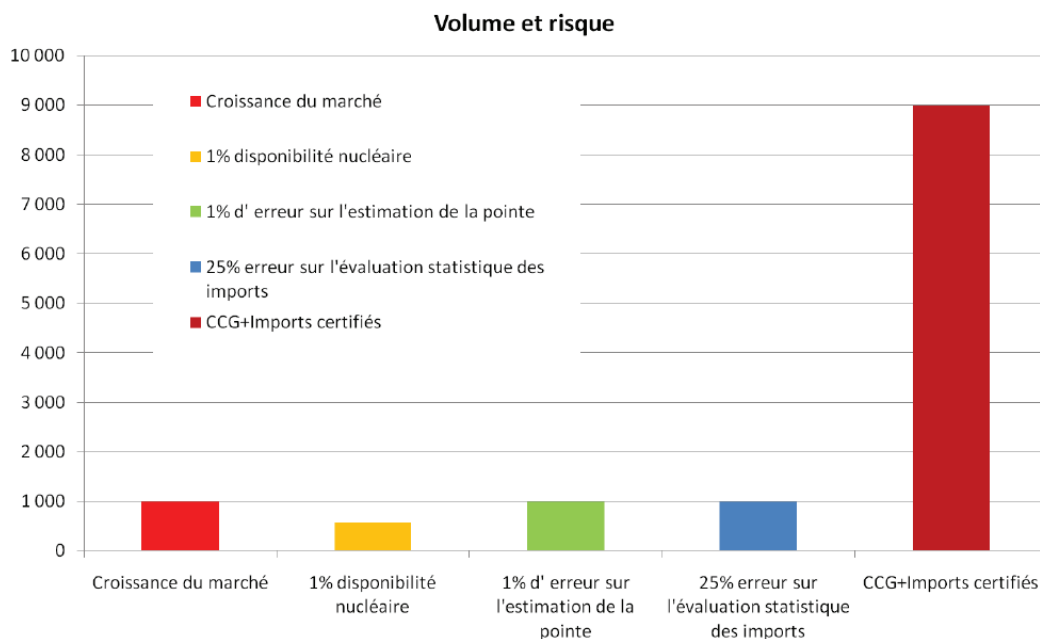
Tout d'abord, un consensus s'est dégagé dans le cadre de la concertation menée par RTE : le mécanisme de capacité doit reposer sur des marchés à terme. Le recours exclusif à des marchés de court terme (hebdomadaire, journalier) conduirait à une trop forte volatilité du prix de la capacité.

Un des défauts possibles des mécanismes de capacité est leur potentiel comportement « binaire » lié notamment à l'application d'une pénalité uniforme dès le manque du premier MW de capacité. Deux situations peuvent alors se produire :

- Soit il y a un manque de capacité, même faible, auquel cas les acteurs sont prêts à payer un prix allant presque jusqu'au niveau de la pénalité pour se procurer les certificats leur permettant d'échapper à cette pénalité,
- Soit il y a un excès de capacité, même faible, auquel cas sa valeur peut devenir nulle.

La valorisation de la capacité oscille donc entre 0 et le coût de la pénalité. Ce signal prix, à très forte volatilité, empêche le mécanisme de jouer pleinement son rôle. Son instabilité ne donne pas la

confiance nécessaire aux acteurs pour le prendre comme référence pour leurs décisions en tant qu'offreurs de capacité. Un écart, même faible, sur le dimensionnement du besoin de capacité ou bien sur les caractéristiques des offres de capacités peut conduire à une brusque variation du prix de capacité. Cette forte sensibilité du prix aux hypothèses faites à la fois côté offre et côté demande trouve en partie son origine dans la structure même du mécanisme de capacité, comme l'illustre le graphe suivant :



Source : GDF Suez – Réunion thématique 1T7 du 21/06/11

Plusieurs corrections dans l'architecture de marché sont possibles pour éviter cet effet « binaire ». La plus simple consiste à introduire un encadrement des prix de la capacité, notamment avec des prix plancher. Si ce choix peut garantir une certaine stabilité de revenus aux offreurs de capacité. Il est cependant économiquement peu pertinent : ce prix plancher n'est pas fixé par le marché, la question de son mode de calcul se pose donc. Par ailleurs, en garantissant des revenus même en cas d'excès de capacité, un prix plancher incite au surinvestissement comme on a pu le constater aux Etats-Unis (ISO-NE) et conduit à un surcoût pour les consommateurs.

Une solution plus élaborée est utilisée par plusieurs opérateurs de système (ISO) américains qui jouent le rôle d'acheteurs uniques de capacité : la courbe de demande administrée. Cela consiste, lors de l'appel d'offres principal de capacité, à ne pas avoir une exigence absolue sur le niveau de capacité requis, mais à tenir compte des prix demandés par les offreurs de capacité. Concrètement, il faut déterminer des seuils de prix à partir desquels la demande est variable, ce qui se fait aux Etats Unis par des simulations et des modélisations, mais avant tout par une négociation entre acteurs et des arbitrages politiques.

Dans la pratique, cette approche est intermédiaire entre un mécanisme de marché et un mécanisme administré. Elle nécessite des arbitrages lors des négociations entre acteurs pour déterminer la forme de la courbe. L'utilisation d'une courbe de demande administrée nécessite de faire des compromis entre la sécurité d'approvisionnement et le prix demandé par les offreurs de capacité. En

France, la détermination du niveau de sécurité d'approvisionnement est une prérogative des pouvoirs publics. L'éventuelle utilisation d'une courbe de demande administrée sur un mécanisme avec enchères ne pourrait donc se faire que sur la base d'un critère de sécurité d'approvisionnement « évolué » fourni par les pouvoirs publics, qui pourrait se présenter sous la forme d'une fonction présentant l'arbitrage sécurité/coût de manière explicite : nombre d'heures de défaillance acceptable en fonction du prix sur le mécanisme de capacité.

L'utilisation d'une courbe de demande administrée, si elle permet de réduire la volatilité du signal de prix envoyé par un mécanisme de capacité avec acheteur unique, n'est cependant pas une solution complète à ce problème : chez PJM, entre l'année d'introduction de la courbe de demande administrée en 2007 et l'année 2010, les prix de la capacité sur le mécanisme ont plus que triplé³. Cet exemple montre qu'un tel dispositif n'est pas nécessairement suffisant pour assurer la stabilité du signal de prix. Dans ce type d'architecture, des garanties de prix pluriannuelles ont d'ailleurs été introduites pour les nouvelles capacités.

Une adaptation du concept de courbe de demande administrée peut être faite au contexte européen. Dans un mécanisme où les fournisseurs portent eux même leur obligation et sont pénalisés financièrement en cas de manquement, il est possible de mettre en place des pénalités progressives. Faire dépendre la pénalité des fournisseurs de l'écart global par rapport à l'objectif de capacité peut éviter un comportement « binaire », et lisser le signal prix envoyé par le mécanisme aux offreurs de capacité.

La justification théorique d'une telle approche repose sur une évaluation de la contribution individuelle des acteurs à un état global final : si les actions de la communauté des fournisseurs ont amené à un excès de capacité, le manque de certificats d'un fournisseur particulier n'est pas particulièrement gênant, puisqu'il réduit le surinvestissement. A l'inverse, s'il y a un manque global de capacité, tout déficit individuel de capacité participe à la dégradation de la sécurité d'approvisionnement et les pénalités doivent être dissuasives. Cette logique est déjà mise en œuvre en France pour le règlement des écarts en énergie.

5.2.3.6 Coût global du dispositif et surface financière

Les choix effectués pour l'architecture du marché ont un impact sur les montants manipulés par le mécanisme. Limiter la surface financière du mécanisme permet *a priori* de diminuer les risques financiers qui lui sont associés, et donc les garanties bancaires et autres dispositifs nécessaires à la sécurisation des échanges.

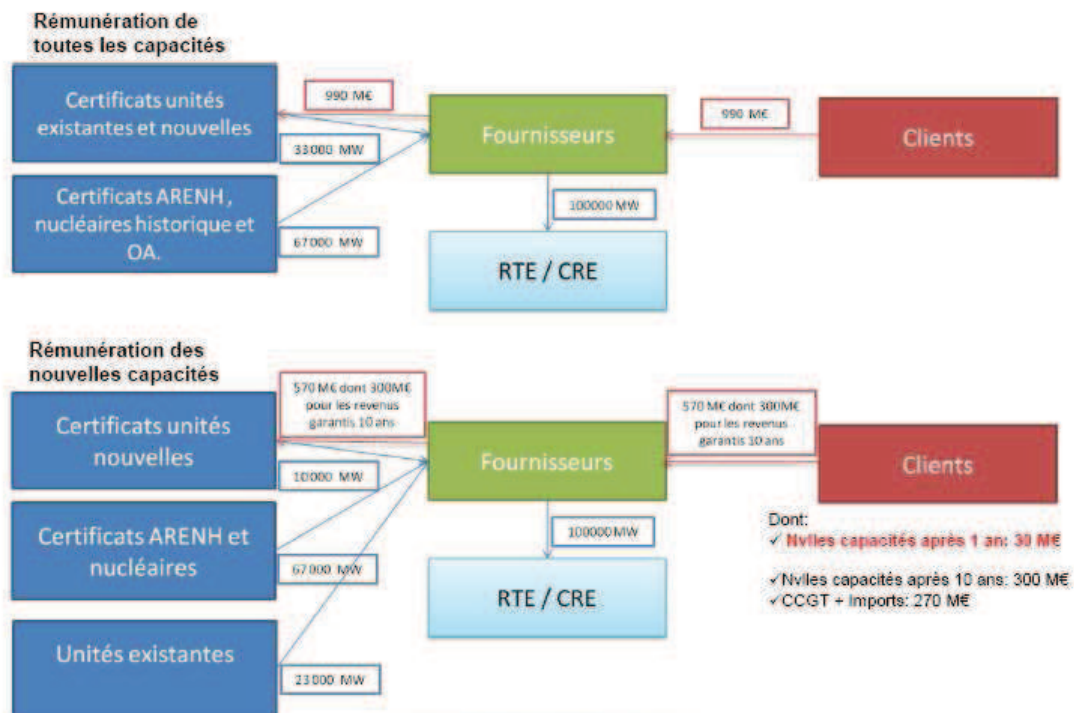
Dans le cas d'un mécanisme centré autour d'un acheteur unique et où toutes les capacités participent, le montant financier géré par cet appel d'offres peut être considérable. En effet, l'acheteur unique va acheter des certificats à hauteur d'un dimensionnement du besoin réalisé de manière globale, en considérant les besoins en puissance de tous les consommateurs, et il faut donc lui donner accès à toutes les offres de capacité. L'intégration verticale, qui consiste à enlever du

³ Le prix de la capacité sur l'enchère principale est passé de 53,73 \$ par MW-Jour en 2007 à 164,71 \$ par MW-Jour en 2010 (Source Monitoring Analytics 2010).

mécanisme les capacités qui seront utilisées pour les besoins propres des acteurs qui les possèdent, ne peut se faire que de façon partielle et la plupart du temps en dehors des appels d'offres.

Les volumes de capacité en jeu sur ce type de mécanisme peuvent être de l'ordre de grandeur du besoin total pour la France. Pour réaliser une évaluation simpliste et assez arbitraire des montants en jeu, on peut retenir un volume de 100GW. Le prix de la capacité sera déterminé par le marché, et il n'est donc pas possible de l'estimer. On peut cependant l'encadrer, là encore avec des ordres de grandeur, en s'inspirant des exemples internationaux : le prix maximal est souvent fixé comme le coût d'une TAC, avec un ordre de grandeur de 60k€/MW et par an. La combinaison de ces deux évaluations amène à estimer les montants en jeu dans un mécanisme avec acheteur unique à une enveloppe pouvant varier entre 0 et 6 milliards d'euros par an.

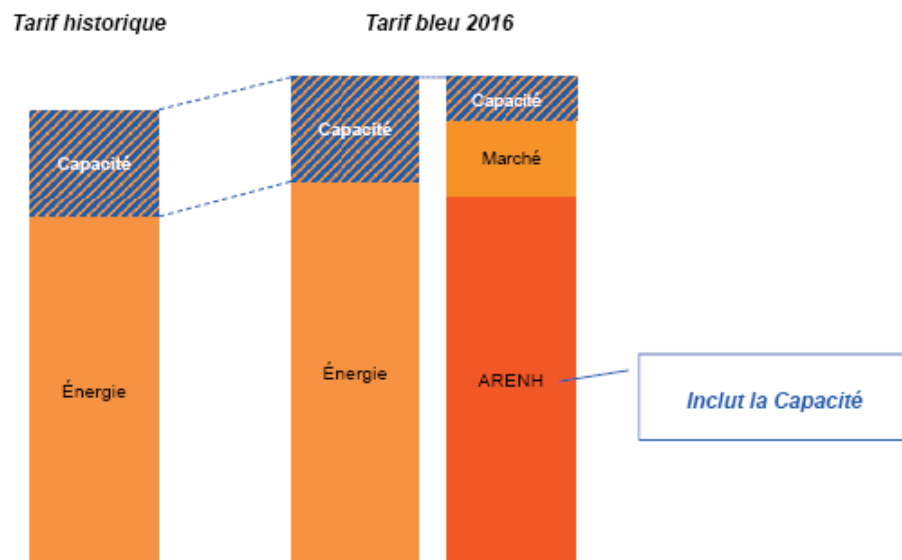
Lors de la concertation, plusieurs propositions ont été formulées en vue de réduire la surface financière globale du dispositif tout en conservant une architecture de marché avec acheteur unique autour d'un appel d'offres. Ces propositions consistent à exclure du mécanisme une partie des capacités, la solution la plus extrême consistant à ne retenir dans le mécanisme que les nouvelles capacités. Les deux graphes suivants proposent une estimation de la surface financière en retenant un prix de la capacité de 30 k€/MW/an et en retenant l'ensemble des capacités à l'exception du nucléaire historique et des moyens en obligation d'achat pour le premier graphe puis en ne retenant que les nouvelles capacités pour le second graphe.



Source : GDF SUEZ – Réunion thématique 177 du 21/06/11

La mise en place d'un prix garanti pendant plusieurs années peut conduire à des surcoûts. Si les prix de la capacité baissent pour cause de surcapacité, les consommateurs vont continuer à payer à prix élevé des capacités construites quelques années auparavant.

Lors de la concertation, certains acteurs ont proposé plusieurs évaluations de l'impact du mécanisme de capacité sur le client final en retenant comme hypothèse que les coûts de capacité contractualisés dans le cadre d'un appel d'offres sont répercutés aux clients finals et en prenant un prix de la capacité de 30 k€/MW/an. Le graphe suivant propose une illustration de cet impact dans une situation où les tarifs sont construits par empilement.



◆ Ordre de grandeur de l'impact sur la facture du client final est
 $(1-0,64) \times 30\text{€/kW} \times 100 \text{ GW} / 500\text{TWh} = 2,2 \text{ €/MWh}$.

- Hypothèses consommation totale France = 500TWh,
- Hypothèse retenue sur le prix moyen de la capacité révélé par le mécanisme = 30€/kW (prix attendu entre 0 et 60 €/kW).

Source : EDF – Réunion thématique 177 du 21/06/11

Commentaire de RTE

Si elles conduisent effectivement à réduire la surface financière globale du mécanisme, les solutions reposant sur une exclusion de certains moyens de l'appel d'offres avec acheteur unique ne permettent plus d'assurer que, conformément à la loi qui dispose que l'ensemble des capacités participent au mécanisme, l'adéquation de capacité est bien sécurisée.

Une architecture de marché avec fournisseurs actifs, avec un dimensionnement fixe ou dynamique, permet de réduire considérablement la surface financière du dispositif tout en assurant une participation physique de l'ensemble des capacités au mécanisme. Elle permet en effet de ne faire transiter sur le marché que le différentiel entre les certificats dont disposent les acteurs et leurs propres besoins. Cet effet concerne les acteurs ayant une structure d'intégration verticale. Or le dispositif de l'ARENH crée un équivalent d'intégration verticale pour les acteurs qui en bénéficient. Les volumes de capacité à échanger entre acteurs sont donc en pratique largement réduits et sont égaux aux écarts résiduels entre leurs besoins et leurs propres capacités.

5.2.4 Préconisations de RTE

Si le mécanisme doit en premier lieu assurer l'adéquation de capacité, son objectif est également d'agir au niveau de la consommation. Un dimensionnement unique de l'obligation de capacité plusieurs années en avance sur la base de la consommation la plus probable reviendrait à considérer l'augmentation de la consommation comme inéluctable. Ce dimensionnement serait par ailleurs sujet à polémiques lors de sa publication (par exemple portant sur les hypothèses de développement de l'industrie). De plus, ce choix augmenterait considérablement le risque de surinvestissements, payés par les consommateurs. RTE préconise donc une architecture de marché avec une couverture progressive du besoin en capacité dans le temps.

La responsabilisation des fournisseurs sur leur obligation de capacité passe nécessairement par leur implication dans le processus de couverture de leurs besoins. RTE préconise donc un mécanisme semblable à celui retenu pour l'architecture des marchés de l'énergie, dans laquelle chaque fournisseur est actif et s'appuie sur des « responsables en capacité ».

Le dimensionnement de l'obligation de capacité des fournisseurs ne devrait pas se faire de manière fixe, pour éviter de devenir une « prescription de consommation ». RTE préconise l'utilisation d'un critère de dimensionnement dynamique, basé sur une formule appliquée à la consommation réalisée de chaque fournisseur, permettant de vérifier le respect de son obligation.

Le bon fonctionnement de ce mécanisme repose aussi sur une transparence importante, qui peut être renforcée par une incitation pour les fournisseurs à couvrir leur obligation de manière anticipée.

5.3 Dimension européenne du dispositif et traitement des interconnexions

5.3.1 Le contexte européen

L'Europe de l'électricité, en construction progressive, est aujourd'hui une réalité. L'intégration des marchés de l'énergie nationaux a fait l'objet d'avancées significatives ces dernières années et demeure un objectif majeur de l'Europe de l'électricité. A cette fin, le 3^{ème} paquet énergie renforce notamment la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport avec l'institutionnalisation de l'association ENTSO-E, ainsi qu'entre les régulateurs avec la création de l'ACER. Cette intégration des marchés doit permettre une optimisation conjointe des parcs de production au niveau européen, et une utilisation efficace des interconnexions. Sa concrétisation progressive fluidifie les échanges entre pays. La mise en place en novembre 2010 du couplage de marchés sur la zone CWE (Central West Europe) rassemblant la France, L'Allemagne et le Benelux qui a donné naissance à la zone de marché la plus étendue d'Europe, conforte la position de la France au cœur du marché électrique européen.

Le cadre législatif européen garantit la liberté des échanges d'énergie entre pays, dans la limite des capacités d'interconnexions aux frontières. En particulier, les « rappels d'énergie », tels que pratiqués par les gestionnaires des systèmes électriques américains en cas de tension sur l'équilibre offre-demande, sont prohibés en Europe, hors situations très particulières. Ceci signifie qu'une capacité française qui s'est engagée sur le mécanisme de capacité pourra choisir d'exporter son

énergie, mais aussi qu'il ne sera pas possible d'interrompre cet export en cas de situation tendue en France, même au titre des engagements de cette capacité.

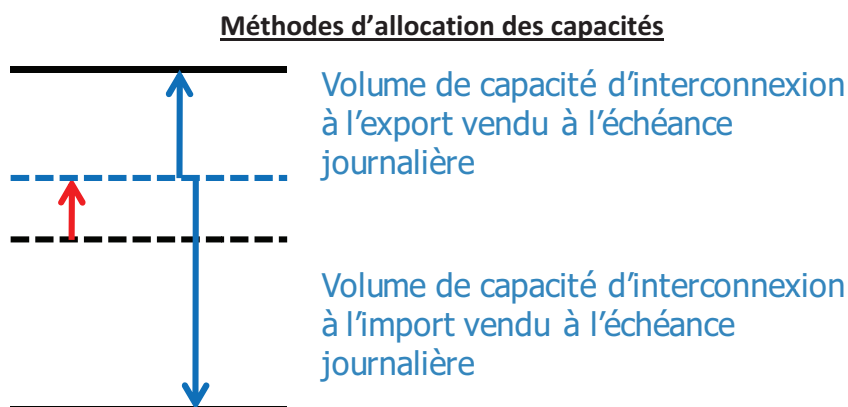
Au niveau de la capacité, il n'existe pas de mécanisme européen, même si quelques initiatives nationales existent. Compte tenu de l'interdépendance des systèmes électriques européens, la mise en place d'un mécanisme de capacité national ne peut se concevoir de façon isolée et nécessite une prise en compte de l'interconnexion avec les marchés européens. Lors de la concertation, plusieurs acteurs ont exprimé le souhait que le mécanisme de capacité soit envisagé au niveau européen. S'il ne relève pas de la mission de la concertation menée par RTE de proposer un mécanisme pour d'autres pays que la France, il est effectivement important de vérifier la compatibilité des solutions envisagées avec le contexte européen. Des réflexions dans d'autres pays européens sont en cours sur l'utilisation de mécanismes de capacité pour répondre à différents enjeux d'avenir, par exemple l'intégration des énergies renouvelables. Dans ces conditions, le mécanisme de capacité français pourrait être amené à dialoguer avec les autres mécanismes européens.

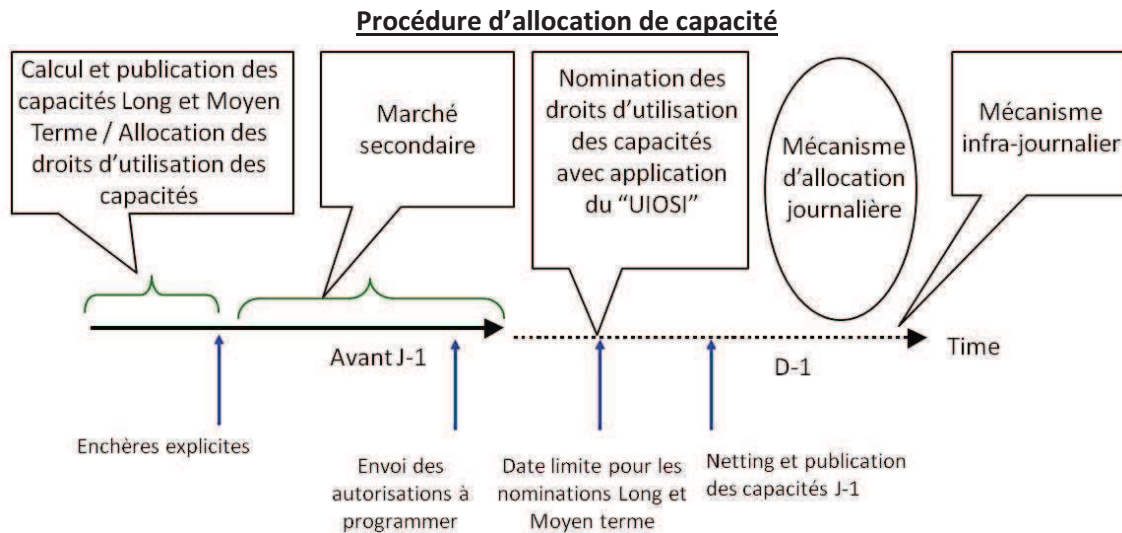
5.3.2 La gestion des interconnexions

La réglementation européenne impose une mise en concurrence des acteurs souhaitant acquérir des droits d'utilisation de la capacité aux interconnexions. Pratiquement, celle-ci est réalisée par la mise en place d'enchères explicites ou implicites de capacités d'interconnexion. La mise en vente des capacités d'interconnexion est réalisée de l'échéance annuelle à l'échéance infra-journalière. Dès l'échéance journalière, la totalité de la capacité disponible sur l'interconnexion est mise en vente.

RTE applique le principe de vente des droits d'utilisation en cas de non réservation (nomination) de ces derniers. Les droits d'utilisation des capacités acquis à l'échéance annuelle ne peuvent pas être conservés jusqu'au temps réel.

Le principe du « solde » (« netting ») est appliqué sur les frontières françaises en vue d'une utilisation optimale des capacités d'interconnexion. Ce principe consiste à considérer que des nominations de sens contraire s'annulent, et qu'une nomination dans un sens libère donc de la capacité d'interconnexion dans l'autre sens. Le schéma suivant illustre cette méthode, qui permet d'utiliser la totalité de la capacité d'interconnexion.





Source : RTE – Réunion thématique 1T3 du 27/04/11

Les mécanismes de marché concernant les interconnexions et leur contexte législatif évoluent au fur et à mesure de l'intégration des marchés européens. En particulier, compte tenu des discussions au niveau européen, une mise en place de droits financiers (FTR pour Financial Transmission Rights) est une option possible pour l'horizon post 2015. Sous cette hypothèse, il n'y aurait plus de nomination des droits d'utilisation des capacités.

5.3.3 Le couplage de marchés : principes de fonctionnement

La méthode de couplage des marchés énergie, développée conjointement par les bourses d'électricité et les gestionnaires de réseau de transport, vise à une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles, et une plus grande harmonisation des prix entre les régions. Elle crée une plate-forme unique pour les transactions journalières d'électricité, permettant ainsi aux membres des bourses d'électricité de trouver des contreparties dans l'un de ces pays, sans avoir à réserver de capacité d'échange aux frontières. L'objectif est la mise en concurrence des acteurs de marché présents sur les bourses des pays couplés dans la limite des capacités disponibles aux interconnexions.

Le couplage des marchés permet l'allocation simultanée des capacités aux interconnexions et de l'énergie associée. Il accroît ainsi la liquidité sur les bourses, limite la volatilité des prix et assure *in fine* une meilleure convergence des prix entre pays.

Cette méthode, qui constitue une amélioration notable de la gestion des interconnexions par rapport aux enchères explicites de capacité, a été reconnue comme objectif européen pour les échanges en J-1 à l'horizon 2014 par la Commission Européenne. Le couplage des marchés de la zone CWE (Central West Europe, c'est-à-dire France, Allemagne et Bénélux) est effectif depuis novembre 2010.

Il est important de noter que seules les positions d'achats et de ventes des acteurs sur chacune des bourses sont connues de RTE, avec l'impossibilité de définir qui importe / exporte de l'énergie. Les vendeurs d'énergie sur la bourse J-1 ne peuvent pas savoir si l'électricité qu'ils vendent est consommée en France ou dans un autre pays européen.

5.3.4 Prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité

La prise en compte des interconnexions dans le mécanisme peut se faire de plusieurs façons, et la concertation menée par RTE a permis de dégager deux méthodes principales. Ces possibilités consistent à tenir compte de la sécurisation apportée par les interconnexions de manière explicite ou implicite. Il doit y avoir une cohérence entre le choix effectué à ce niveau et le dimensionnement de l'obligation de capacité des fournisseurs.

- Prise en compte explicite des interconnexions : autoriser des acteurs étrangers à offrir des capacités dans le mécanisme français, dans la limite des capacités d'interconnexion. Le dimensionnement de l'obligation de capacité (côté fournisseur) doit alors se faire comme si la France était un système isolé.
- Prise en compte implicite des interconnexions : les acteurs étrangers ne participent pas au mécanisme, et l'apport des pays voisins à la sécurité d'alimentation en France se traduit par une diminution du dimensionnement de l'obligation de capacité des fournisseurs à hauteur des importations qu'on peut « raisonnablement » penser garanties en période de tension sur l'équilibre offre-demande.

5.3.4.1 Participation explicite des capacités étrangères

Une participation explicite de capacités étrangères au mécanisme de capacité français nécessite la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer que ces capacités contribuent effectivement à la sécurité d'alimentation nationale française, faute de quoi, le mécanisme français rémunérerait des capacités étrangères sans réelle contrepartie. Il s'agit d'un défi technique important dans la mesure où, compte tenu des mécanismes actuellement en vigueur sur les marchés de l'énergie, même si un acteur étranger participe au mécanisme de capacité français et s'engage à offrir son énergie en France, rien ne peut garantir que sa capacité offerte sera au final utilisée pour des imports physiques vers la France. En effet, les nominations des autres acteurs et le couplage de marchés peuvent contrer ces flux et aboutir à une situation de plein export vers le pays concerné. Les deux exemples ci-après illustrent les conséquences du couplage de marchés sur la localisation des capacités.

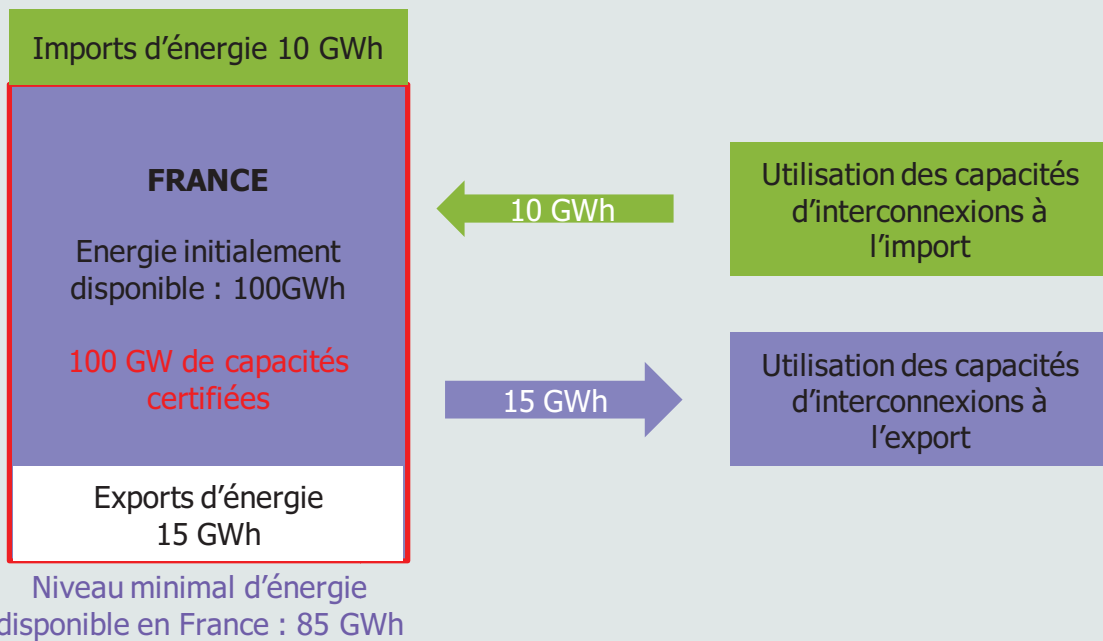
Couplage de marchés et localisation des capacités : illustration à l'aide d'un cas d'école

Résoudre un besoin de capacité par une offre située en France ou une offre située dans un pays voisin n'aura pas les mêmes conséquences en termes de disponibilité totale. L'exemple suivant permet d'illustrer ce fait :

On suppose que le besoin de capacité en France s'élève à 100 GW pour servir 1h spécifique de consommation, et que les capacités d'interconnexion sont de 15 GW à l'export et 10 GW à l'import.

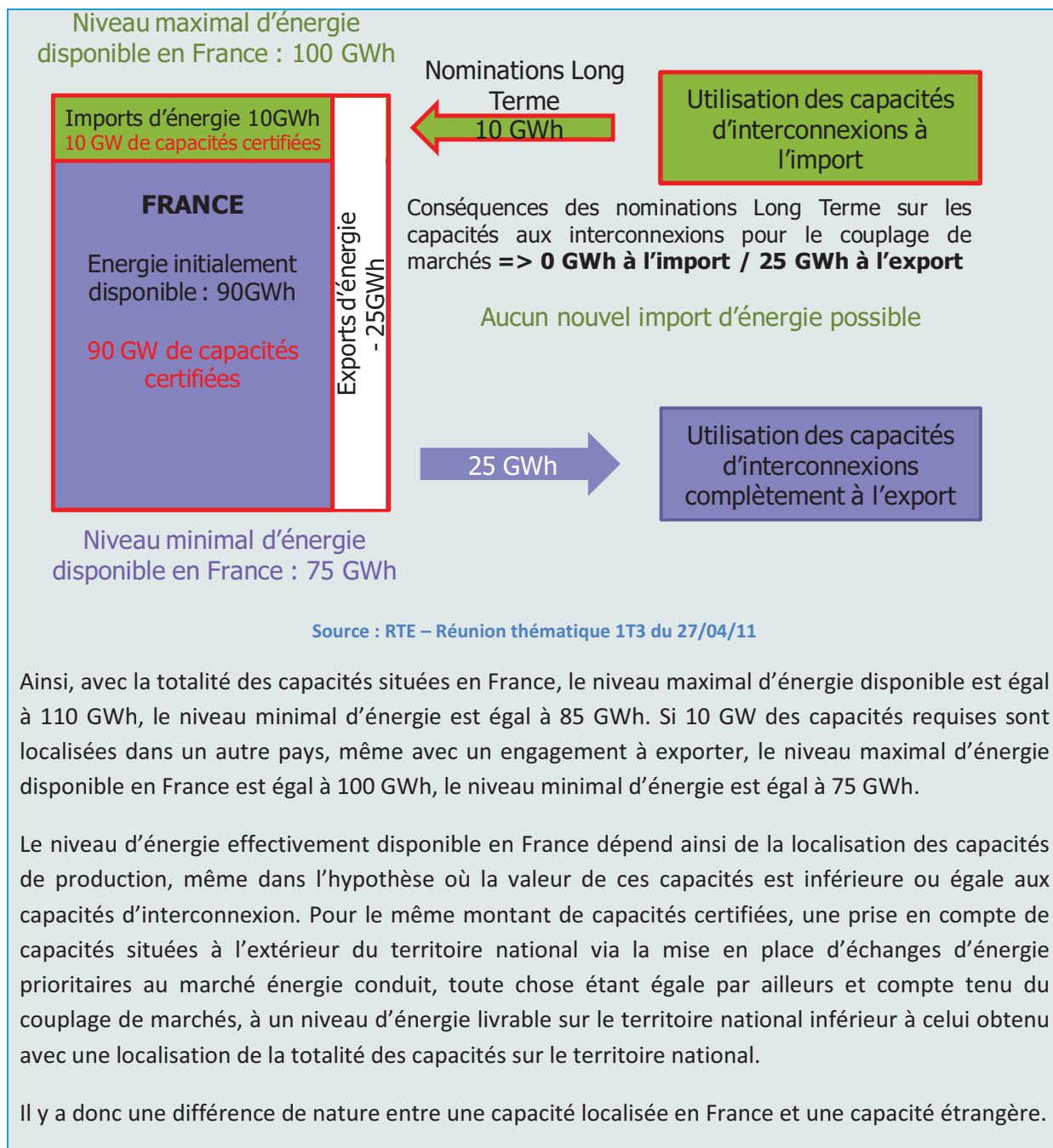
Cas n°1 : l'intégralité des besoins est couverte par des capacités situées en France

Niveau maximal d'énergie disponible en France : 110 GWh



Source : RTE – Réunion thématique 1T3 du 27/04/11

Cas n°2 : 90 GW de capacité sont disponibles en France, 10 GW à l'étranger disposant d'une priorité d'utilisation de la capacité d'interconnexion et d'une obligation de mise en place d'échange d'énergie.



Quel que soit le mécanisme retenu, les capacités des interconnexions limitant les échanges entre la France et l'étranger, la quantité de capacités étrangères qui pourraient participer au mécanisme de capacité français serait limitée. Il conviendrait donc de définir plusieurs années à l'avance le volume de capacités étrangères éligibles au mécanisme français. Or, à un horizon pluriannuel, les incertitudes sur les capacités d'interconnexions sont telles que la détermination de ce volume peut s'avérer techniquement délicate. Actuellement, les capacités d'interconnexions sont mises à disposition des acteurs au plus tôt un an avant l'échéance. Par ailleurs, les volumes éligibles devraient être déterminés frontière par frontière. De plus, les capacités éligibles pouvant être localisées soit dans un pays frontalier de la France, soit dans un pays plus éloigné (Pologne, Portugal,

...), il conviendrait également de prendre en compte les capacités d'interconnexion entre pays européens, ce qui supposerait des engagements des gestionnaires de réseau concernés.

Certification des capacités étrangères

Les capacités participant au mécanisme français doivent être certifiées puis contrôlées par RTE, conformément aux dispositions prévues par l'article 6 de la loi NOME. La capacité technique ainsi que les possibilités légales de RTE de certifier et contrôler des capacités dans toute l'Europe ne semblent pas établies. Elle supposerait *a minima* des accords avec les gestionnaires de réseau concernés, voire probablement des accords des pays concernés. En tout état de cause, l'utilisation des mêmes procédures pour les capacités françaises et étrangères n'est pas envisageable, d'autant plus que celles-ci ne sont pas soumises aux mêmes obligations que les capacités françaises, par exemple l'obligation légale d'offrir la production disponible sur le mécanisme d'ajustement français.

A l'instar des capacités françaises, les capacités étrangères seraient soit des capacités de production, soit des capacités d'effacement. Au-delà des difficultés techniques et légales de certification et de contrôle de ces capacités, la mesure de l'impact sur la sécurité d'alimentation française d'un effacement de consommation dans un autre pays européen (pas nécessairement frontalier, par exemple le Portugal ou la Pologne) apparaît très délicate.

Niveau d'engagement pour les offreurs étrangers

La participation d'offeurs de capacités étrangers au mécanisme français nécessite de définir leurs engagements afin de garantir que leur capacité bénéficie effectivement à la sécurité d'alimentation nationale française. Ces engagements devront être conformes à la réglementation européenne en général et aux mécanismes de couplage de marchés en particulier. Un éventuel engagement à servir prioritairement des clients français n'engagerait pas seulement l'offreur de capacité. En effet, un tel engagement ne serait utile qu'en cas de déséquilibre offre-demande simultané en France et dans la zone exportatrice de capacité. Dans ce cas, l'engagement de l'offreur se traduirait par du délestage dans la zone exportatrice afin de préserver la continuité d'alimentation en France. Il faudrait donc *a minima* un engagement du gestionnaire du réseau concerné à délester dans sa zone pour résoudre un problème d'équilibre offre demande en France, afin d'honorer les engagements contractuels d'un acteur de sa zone. Au delà de l'accord du gestionnaire de réseau concerné et eu égard aux conséquences potentielles en matière de sécurité d'approvisionnement électrique envisageables dans un pays voisin (à savoir le pays du fournisseur étranger concerné), un accord des autorités en charge de la sécurité électrique de ce pays serait sans doute nécessaire.

On le voit donc, l'engagement concernerait *in fine* davantage le gestionnaire de réseau de transport concerné que le détenteur de la capacité (de production ou d'effacement), ceci d'autant plus qu'il n'est pas toujours possible d'identifier le détenteur de capacité qui contribue effectivement à la sécurité d'alimentation française. En effet, lorsqu'un pays en situation tendue importe depuis l'un de ses voisins, ce n'est pas une centrale particulière qui lui permet de maintenir l'équilibre offre-demande : ce sont les surplus de capacité du pays voisin par rapport à ses propres besoins qui sécurisent l'adéquation. Il serait donc arbitraire de valoriser la capacité d'un acteur en particulier, alors que c'est le surplus global de capacité qui rend le service.

Conditions nécessaires pour la participation explicite des capacités étrangères

La prise en compte explicite des capacités à l'étranger et leur participation à la sécurité d'alimentation française à un même niveau qu'une capacité localisée en France nécessitent qu'un certain nombre de pré-requis soient remplis préalablement.

Tout d'abord, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux des capacités concernées soient engagés vis à vis du mécanisme de capacité en France, pour l'ensemble des pays pour lesquels des détenteurs de capacité souhaitent participer.

Ces engagements impliquent que ces gestionnaires de réseaux assument:

- La certification, le contrôle et la pénalisation des capacités dans leur pays sur la base de règles similaires à celles mises en place en France.
- La mise à disposition de la puissance sur le réseau français via la mise à disposition d'offres sur le Mécanisme d'Ajustement par ces GRT incluant la résolution d'éventuelles contraintes réseaux qu'elle pourrait engendrer. En effet, la mise à disposition de la puissance sur le réseau français ne peut effectivement être garantie que par l'implication des GRT concernés, les rendant de fait responsable en cas d'activation des offres par le GRT français.
- La non prise en compte des capacités engagées sur la période donnée dans l'équilibre offre-demande d'électricité de leur pays, une fois cette capacité engagée dans le mécanisme français. Cela peut signifier du délestage éventuel pour garantir la mise à disposition des capacités engagées envers la France, accord qui dépasse le simple cadre des GRT.

Ensuite, il faut que les offreurs de capacités soient en mesure de réaliser des réservations de capacité d'interconnexion garanties afin de pouvoir offrir en pratique leurs capacités en France. En effet, à l'heure actuelle, le principe du « solde » (aussi dit « netting ») sur les capacités d'interconnexion entraîne la mise à disposition aux marchés spot de l'énergie de toute capacité d'interconnexion utilisée. Ainsi, tout import peut être annulé par la mise à disposition supplémentaire à l'export de la capacité d'interconnexion correspondante, ce qui peut priver au final le système français de la capacité étrangère. La seule manière pratique d'assurer que l'import soit toujours possible serait donc de ne plus mettre à disposition cette capacité d'interconnexion à l'export.

De fait, de nouvelles réservations de capacités d'interconnexion, différentes de celles en vigueur sur le marché de l'énergie, devraient donc être dédiées au mécanisme de capacité. Ce besoin induirait de fait une modification profonde des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion avec l'émergence d'un nouveau produit ayant une valorisation différente et des conditions d'utilisation différentes (réservation de la capacité jusqu'au temps réel (Mécanisme d'Ajustement), possible anticipation pluriannuelle etc.). Ces réservations de capacité d'interconnexion ne seraient donc pas prises en compte dans la mise à disposition aux marchés Spot - dont les couplages des marchés - pour que la capacité ne soit pas réutilisée en export. Il serait donc nécessaire de faire évoluer ces mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions et de créer un marché de capacités d'interconnexion dédiées à la capacité (puissance) qui devrait alors s'articuler avec le marché de l'énergie.

Par ailleurs, il serait nécessaire de s'assurer de la réciprocité entre les droits donnés aux offreurs de capacité étrangères et ceux donnés aux offreurs de capacités en France. Ceci se traduirait par la

possibilité pour les capacités françaises de participer aux mécanismes de capacité des autres pays. A l'heure actuelle, cela nécessiterait des évolutions des mécanismes déjà en vigueur et impacterait aussi les mécanismes en projet en Grande-Bretagne et Italie. De plus, ce principe de réciprocité nécessiterait une évolution législative de la loi NOME qui dispose que toutes les capacités raccordées au RPT ou au RPD français doivent participer au mécanisme de capacité français.

Enfin, une question supplémentaire devra être tranchée concernant le périmètre éligible : faudra-t-il restreindre ou non le périmètre aux pays frontaliers, question qui nécessite de conclure de multiples accords transverses entre les GRT.

Plus généralement, la mise en place de mécanismes de capacités va faire accroître les interactions entre pays, impactant directement les sécurités d'alimentation nationales. Ceci rend d'autant plus nécessaire l'harmonisation du cadre réglementaire entre les pays concernés pour éviter d'éventuels effets indésirables. Par exemple, une double participation des capacités et donc une double rémunération ne devrait pas être autorisée pour de mêmes engagements ; ce dernier point peut être problématique lorsque les capacités profitent de conditions d'achat intégrant directement la capacité.

Aussi, à l'heure actuelle, les conditions nécessaires pour une participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français ne semblent pas immédiatement réunies et nécessiteront un délai de mise en œuvre. Par conséquent, une participation explicite de capacités étrangères n'est pas immédiatement envisageable, mais RTE souhaite garder cette possibilité ouverte pour l'avenir, notamment si certains pays voisins se dotaient d'un mécanisme de capacité proche du système français, ce qui faciliterait grandement la mise en œuvre opérationnelle de cette option.

5.3.4.2 Prise en compte implicite des interconnexions

Lors des situations tendues sur l'équilibre offre demande, que ce soit par le biais des mécanismes de marché ou des coopérations entre gestionnaires de réseau de transport, les consommateurs français bénéficient de l'apport des surplus de capacité des zones avec lesquelles il existe des interconnexions. La mesure de ces bénéfices peut être intégrée au dimensionnement des obligations de capacité des fournisseurs français.

La mesure de l'apport des interconnexions à l'adéquation de capacité peut se faire de manière historique, d'après l'observation statistique des situations passées. Cependant, les évolutions des paramètres fondamentaux de l'équilibre offre-demande sont assez rapides, et une telle méthode n'intégrerait pas toutes les données disponibles. Une évaluation historique serait donc imprécise. Une approche plus pertinente peut consister à retenir les scénarii d'évolution de l'équilibre offre-demande établis par les gestionnaires de réseau européens et intégrer les études faites dans le cadre d'ENTSO-E.

Répartition du bénéfice apporté par les interconnexions dans le cas d'une prise en compte implicite

Il a été suggéré lors de la concertation que la répartition du bénéfice apporté par les interconnexions pourrait ne pas être uniforme, c'est-à-dire ne pas modifier le dimensionnement de l'obligation de tous les fournisseurs de la même manière. Notamment, l'idée que le bénéfice des interconnexions

aille prioritairement aux fournisseurs qui importent a été exprimée. Cela reviendrait à les faire bénéficier de certificats pour leurs importations, ou d'avoir une méthode de dimensionnement de l'obligation de capacité qui prenne en compte les importations.

Cette proposition se heurte à des difficultés pratiques, notamment au niveau du couplage des marchés. Un acteur qui achète de l'énergie sur un marché couplé ne sait pas s'il importe ou pas. Faire une distinction entre acteurs basée sur leurs niveaux d'imports est donc assez artificiel. Par ailleurs, introduire une distinction entre l'énergie française et l'énergie étrangère, l'une donnant droit à une réduction d'obligation et pas l'autre, viendrait distordre les marchés de l'énergie. Ces dysfonctionnements, créés par une distinction artificielle, pourraient désoptimiser la production d'électricité au niveau européen, créant des surcoûts importants pour la collectivité. Plus fondamentalement, il ne semble pas y avoir de justification théorique solide à cette proposition. Les acteurs qui importent réalisent un arbitrage sur les marchés européens de l'énergie, et la capacité sera un produit différent de l'énergie.

5.3.5 Préconisations de RTE

RTE préconise la possibilité à terme de faire participer, sous conditions, des capacités situées à l'étranger au mécanisme français.

Mais ces conditions sont nombreuses et complexes, depuis le principe de la réciprocité jusqu'à la mise en place des certifications et contrôles par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution étrangers. Elles seront facilitées si les pays voisins de la France optent pour un mécanisme similaire.

RTE recommande d'ici-là que la prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité français se fasse au niveau du dimensionnement de l'obligation de capacité, qui doit être adapté dans la mesure du bénéfice apporté par les interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

La méthode de mesure de ce bénéfice doit prendre en compte statistiquement les informations prévisionnelles sur l'adéquation au niveau européen à l'échéance considérée. L'impact des interconnexions pourra se traduire dans la formule de dimensionnement, par exemple par une réduction de la marge de sécurité demandée à chaque fournisseur. Il ne semble pas opportun de faire bénéficier certains fournisseurs plus que d'autres du bénéfice apporté par les interconnexions.

5.4 Régulation, surveillance de marché et transparence

5.4.1 Régulation et surveillance de marché

La mise en place de dispositifs de régulation et surveillance efficaces constitue un enjeu majeur pour le bon fonctionnement du mécanisme de capacité français. Il est important de remarquer d'emblée que sur la plupart des zones où des marchés d'obligation de capacité existent une régulation intrusive a été mise en place, régulation allant jusqu'à un contrôle fin des revenus issus des marchés de capacités et à l'accord préalable sur les périodes de maintenance proposées par les producteurs pour leurs centrales. Cette intrusivité tient au caractère spécifique des marchés de capacité : d'un point de vue strictement économique, un mécanisme de capacité vise à offrir aux offreurs de capacité un revenu complémentaire permettant d'annuler l'« argent manquant » auquel

sont éventuellement soumis leurs moyens dans un cadre « pure énergie ». Il convient donc de s'assurer qu'un tel mécanisme ne conduise pas à un surcroît de revenus indus pour les offreurs de capacité, notamment dans les situations où les prix sur les marchés de l'énergie s'envolent et annulent tout « argent manquant ». Ainsi, cette régulation économique vise globalement à contrôler les revenus issus du mécanisme de capacité afin d'éviter tout effet d'aubaine.

De façon plus générale, la notion de régulation du mécanisme de capacité renvoie à deux objectifs principaux :

- le premier est d'assurer le respect des règles régissant le mécanisme de capacité: méthodes de certification des capacités de production et d'effacement, définition des obligations des fournisseurs, contrôle des engagements des offreurs de capacité et pénalisation le cas échéant, calcul des écarts des fournisseurs et application de sanctions éventuelles. Ce premier objectif est fondé sur une dimension physique de la régulation.
- Le second est de maintenir le bon fonctionnement du marché de capacité, renvoyant cette fois à une définition plus économique de la régulation. Ce second objectif a pour but le respect de la concurrence entre les participants pour assurer que le libre échange des certificats s'opère dans des conditions satisfaisantes d'efficacité et d'intégrité, à même de faire émerger un signal-prix robuste, et susceptible d'orienter les comportements des investisseurs, afin d'atteindre les objectifs du mécanisme. Il vise par ailleurs à s'assurer que le marché de capacité ne génère pas d'effet d'aubaine. Enfin, à l'aval, la régulation porte sur l'impact éventuel du mécanisme de capacité sur le consommateur.

En résumé, les principaux besoins de régulation du mécanisme sont associés aux points suivants :

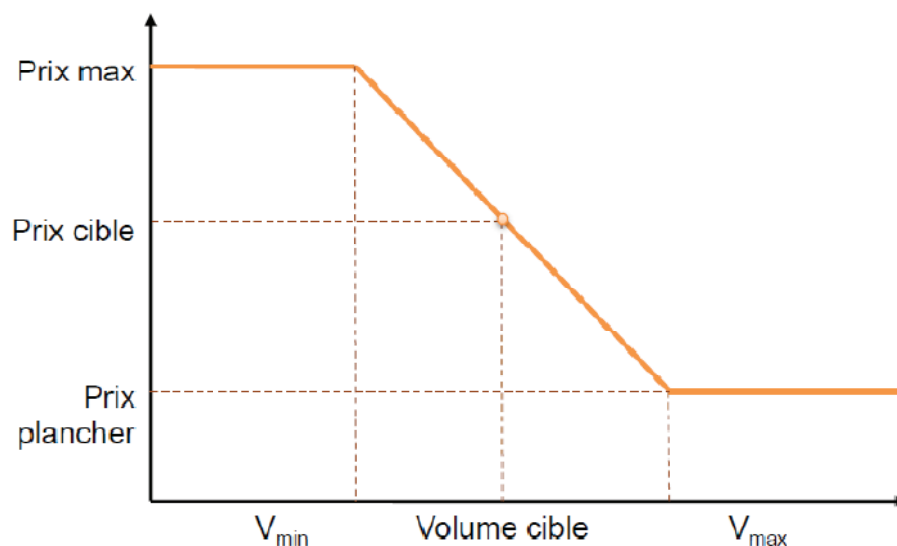
- la définition du critère de sécurité d'approvisionnement,
- le calcul des obligations par fournisseur et le montant des sanctions associées au non-respect de ces obligations,
- la définition des méthodes de certification des capacités, des conditions de contrôle des engagements des offreurs de capacité et de pénalisation en cas de non-respect,
- dans un modèle de marché avec acheteur unique, les caractéristiques des appels d'offres,
- l'impact du mécanisme sur le client final,
- le contrôle des revenus des offreurs de capacité.

Le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé par les pouvoirs publics. C'est sur cette base que le besoin de capacité est calculé par RTE. La régulation varie selon le modèle de marché retenu.

Dans le cadre d'un modèle avec une prescription dynamique, le besoin de capacité s'exprime sous la forme d'un critère à respecter par chacun des fournisseurs. Ce critère, qui peut par exemple s'exprimer sous la forme d'un taux de marge calculé à une température extrême de référence, est élaboré sur la base de règles transparentes et publiques validées par les pouvoirs publics. Ce critère repose exclusivement sur des aspects physiques et n'intègre aucun paramètre économique.

Dans le cadre d'un modèle avec acheteur unique, le besoin de capacité peut s'exprimer soit sous la forme d'une seule valeur exprimée en MW soit sous la forme d'une courbe de demande administrée.

Dans ce cas, cette courbe administrée associée à un volume de capacité une valorisation économique. Son élaboration nécessite le calage de paramètres technico-économiques qui doivent faire l'objet d'une validation par les pouvoirs publics. Le schéma suivant présente les paramètres structurants de cette courbe :



Source : Energy Pool – Réunion thématique 1T4 du 13/05/11

La détermination des prix (prix max, prix cible, prix plancher) relève des prérogatives des pouvoirs publics. Dans le cadre de la concertation menée par RTE, aucune vision partagée par l'ensemble des acteurs sur la modalité de fixation de ces paramètres économiques n'a émergé. De façon plus globale, comme le montre les exemples américains (PJM, NE), un modèle avec acheteur unique doit, pour fonctionner et atteindre les objectifs souhaités être accompagné de la mise en place d'une régulation forte et intrusive.

Le calcul des obligations par fournisseur et le montant des sanctions associées au non-respect de ces obligations

Le calcul des obligations par fournisseur devra faire l'objet de règles transparentes et publiques validées par le régulateur. Ces règles devront répartir équitablement les obligations entre fournisseurs sur la base de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients. Chaque fournisseur doit pouvoir déterminer le montant des obligations auxquelles il est soumis, et ce quelle que soit l'architecture de marché retenue.

La régulation concernant le montant des sanctions associées au non-respect des obligations varie selon les modèles de marchés. Dans un modèle avec acheteur unique, les fournisseurs sont par construction équilibrés. Du coup, il n'y a pas à proprement parler d'écart entre les obligations des fournisseurs et les certificats qu'ils détiennent. D'un point de vue économique, c'est le plafond de prix lors de l'enchère qui indique le limite financière jusqu'à laquelle la contractualisation doit s'opérer et qui joue de ce fait un rôle analogue à celui des sanctions dans le cadre d'un modèle de marché avec fournisseurs actifs. De façon générale, le montant des sanctions doit d'une part être

suffisamment incitatif en vue d'atteindre l'objectif en termes de sécurité d'approvisionnement et d'autre part, dimensionné sur la base d'un moyen de référence performant afin de conduire à des choix d'investissement efficaces.

Certifications des capacités

Conformément à l'article 6 de la loi NOME, les méthodes de certification des capacités de production et d'effacement, les conditions de contrôle des engagements des offreurs de capacité et de pénalisation éventuelle seront approuvées par les pouvoirs publics sur proposition de RTE et après avis de la CRE. Cette régulation physique au niveau de la certification vise notamment à assurer l'effectivité et la disponibilité des moyens certifiés. Les règles de certification devront par ailleurs limiter les risques de rétention abusive de capacité.

Contrôle des revenus des offreurs de capacité

Différentes solutions, plus ou moins intrusives, sont envisageables afin de s'assurer que le mécanisme de capacité ne conduise pas à des rentes indues allant bien au-delà d'une simple annulation de l'« argent manquant » auxquels les moyens sont éventuellement soumis sur le marché de l'énergie. Compte tenu du niveau de concentration du secteur électrique français, une option reposant exclusivement sur l'autorégulation du marché résultant d'une concurrence entre acteurs présente des limites. Une première méthode consiste à contrôler les prix des offres de capacités, par exemple en fixant des caps de prix par filière, à l'instar des pratiques en vigueur sur PJM. Cette régulation *ex ante*, peu intrusive, vise à limiter les abus trop flagrants. Une seconde approche consiste à contrôler *ex post* les revenus des offreurs de capacité et corriger le cas échéant les revenus issus du mécanisme de capacité. Ce type de régulation plus intrusive se prête bien à une architecture avec acheteur unique dans la mesure où il existe un seul prix public de la capacité, celui issu de l'appel d'offres. Plusieurs modalités pratiques peuvent être mises en œuvre. Un outil de régulation possible est de mettre en place une solution de type « Rente lors des pics de prix » (mise en place par New England ISO) qui permet de soustraire aux revenus de la capacité la part de rémunération des coûts fixes liée au marché de l'énergie.

L'impact du mécanisme sur le client final

L'objectif de la régulation est de s'assurer que la mise en place du marché de capacité ne génère pas un surcoût indu pour les consommateurs français. Elle vise en particulier à s'assurer que la transmission du coût de la capacité au client final soit transparente et appropriée. Les consommateurs doivent *a minima* connaître avec précision le coût de capacité généré par leur profil de consommation.

5.4.2 **Transparence**

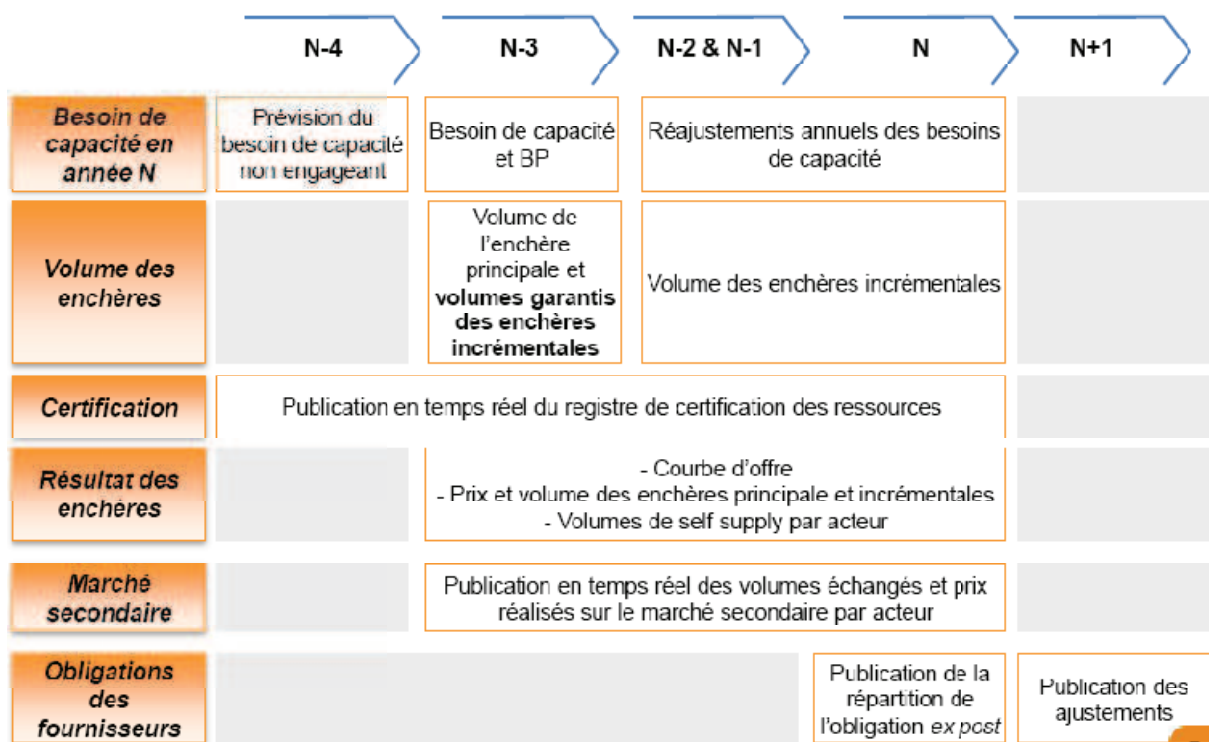
En coexistence avec un système de régulation et de surveillance adapté, un niveau de transparence élevé sur les composantes fondamentales de l'offre et de la demande de certificats est essentiel pour un fonctionnement efficace du mécanisme de capacité. L'impératif de transparence comporte un double enjeu. En permettant aux acteurs de mieux appréhender l'équilibre offre-demande, il conditionne la robustesse du signal-prix, qui peut ainsi refléter de manière plus précise les

fondamentaux du marché. Il permet également de réduire l'asymétrie d'informations entre les différents acteurs du marché.

Quelle que soit l'architecture retenue (modèle avec enchère acheteur unique ou modèle de marché avec fournisseurs actifs), la transparence des transactions est essentielle. La mise à disposition transparente d'informations permet de fournir un signal marché sur lequel les acteurs (producteurs, consommateurs, agrégateurs, traders, fournisseurs) peuvent fonder leurs décisions d'achat, de vente et/ou d'investissement.

Une bonne transparence de mécanisme nécessite la mise à disposition d'informations bien distinctes. Avant les échanges commerciaux dans le cadre du marché, les acteurs doivent transmettre les fondamentaux, côté consommation et côté capacités. Après la réalisation de ces échanges commerciaux et des résultats du marché, les informations suivantes doivent être publiées : prix, volume échangé sur le marché. Le Bilan prévisionnel publié par RTE joue un rôle important de partage de l'information. Des données relatives à l'évolution des projets de construction des nouveaux moyens de production et de développement de nouveaux effacements doivent également être publiées.

Le graphique suivant présente les données qui pourraient être publiées dans le cadre d'une architecture de marché basée sur des appels d'offres successifs.



Source : Energy Pool– Réunion thématique 1T4 du 13/05/11

5.5 Interfaces avec les marchés de l'énergie

L'obligation de capacité nécessite la mise en place d'un marché de la capacité pour permettre son application, et c'est donc un mécanisme nouveau qui va s'intégrer dans l'architecture de marché existante. En effet, si les produits « capacité » et « énergie » sont bien distincts et sans lien direct

entre eux, ils vont concerner les mêmes acteurs, et parfois interférer entre eux. L'insertion du mécanisme de capacité dans l'architecture de marché existante, centrée autour de l'énergie, est donc un des enjeux majeurs pour son bon fonctionnement.

Les marchés de l'énergie sont construits autour de la notion de Responsable d'Equilibre. Tout acteur du marché de l'énergie est rattaché à un Responsable d'Equilibre, qui est responsable financièrement de l'équilibre entre l'ensemble des consommations et des injections qui lui sont rattachées, y compris les éléments déclaratifs comme les achats/vente sur la bourse de l'électricité. Cet équilibre doit être assuré en permanence, par pas de temps demi-horaire. Les écarts en énergie, positifs ou négatifs, donnent lieu à des règlements financiers qui compensent les coûts d'équilibrage liés aux ajustements activés par RTE.

L'obligation de capacité introduit un élément supplémentaire dans cette architecture, en responsabilisant les fournisseurs sur la puissance appelée par leurs clients. Ils ne doivent plus seulement payer les ajustements nécessaires à l'approvisionnement de leurs clients par le biais de leur Responsable d'Equilibre, mais disposer en avance des capacités nécessaires à cet approvisionnement. Ils doivent pour cela disposer en propre des capacités ou bien de certificats représentant des « garanties de capacité ».

La distinction entre les deux produits, capacité et énergie, doit être claire. Par exemple, un certificat de capacité ne constitue en aucune sorte un « droit de tirage » sur l'énergie produite par le moyen correspondant. Il y a bien deux obligations pour les acteurs : les fournisseurs ont une responsabilité sur le niveau de sécurité d'approvisionnement de leurs clients, qui se traduit par une obligation de couverture des besoins en capacité induits par les consommateurs qui leur sont rattachés, et les Responsables d'Equilibre ont ensuite une responsabilité financière sur leur approvisionnement en énergie, de façon continue.

Les deux produits existent donc en parallèle, et n'ont pas de lien direct entre eux. Cependant, la complexité de l'architecture de marché, qui permet son adaptation à la diversité des situations, va imposer certains points de rencontre entre les produits capacité et énergie.

ARENH

La loi NOME institue un Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les fournisseurs titulaires de l'autorisation prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie en exercice sur le territoire français. Or, le produit ARENH comprend la garantie de capacité de production qui correspond à son profil⁴. Ceci signifie que le produit ARENH est constitué à la fois d'énergie et de capacité.

Le prix de l'ARENH, arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, correspond donc au prix de l'énergie et de la capacité, de manière indissociable. Le volume d'ARENH attribué à un fournisseur va également définir la quantité de garanties de capacité dont il bénéficiera.

⁴ Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

Une question importante se pose alors sur la détermination de la quantité de certificats associés au produit ARENH. Cette interrogation n'a pas de réponse évidente, ni même de réponse exacte, car il n'y a pas de correspondance directe entre énergie et capacité.

Obligation d'Achat

Il est prévu dans la loi du 10 février 2000 que certains moyens de production peuvent bénéficier d'un dispositif spécifique pour valoriser l'énergie qu'ils produisent : l'Obligation d'Achat. Le fonctionnement de ce dispositif est assuré par EDF, ou dans certains cas par les distributeurs non nationalisés, qui achètent l'énergie produite à un prix fixé. Le différentiel de prix avec le prix du marché est compensé par la CSPE.

Le niveau du prix auquel l'électricité est rachetée est fixé par arrêté à un niveau supérieur au prix du marché, de manière à assurer la rentabilité des moyens concernés. Le tarif d'achat est donc différent suivant les filières technologiques. Par construction, ce tarif est fixé de manière à couvrir les coûts complets de la technologie concernée, et même d'inciter à l'investissement en garantissant la rémunération. Ceci implique notamment qu'il n'y a pas de risque prix pour les moyens en Obligation d'Achat, contrairement à ceux qui écoulent leur production sur les marchés de l'énergie.

Du point de vue de la capacité, l'Obligation d'Achat est un dispositif de sécurisation par les prix : si son objectif principal est d'infléchir la composition du mix énergétique en favorisant le développement de certaines filières, ce mécanisme a aussi pour effet d'envoyer un signal prix qui aide à l'adéquation de capacité. De ce point de vue, sa cohabitation avec le mécanisme de capacité, prévu comme un mécanisme de sécurisation par les volumes, risque de mener à un double paiement de la capacité concernée. Il ne semble donc pas pertinent de faire valoriser les capacités bénéficiant de l'Obligation d'Achat par le mécanisme de capacité.

Cependant, il faut assurer que le mécanisme de capacité prenne en compte toutes les capacités, afin de réellement garantir l'équilibre physique entre l'offre et la demande. Il faut donc assurer la certification de ces moyens, conformément à ce que prévoit la loi, et ensuite mutualiser le bénéfice de la sécurisation apportée par ces moyens entre les acteurs. La valorisation de ce bénéfice peut par exemple venir en déduction des charges de la CSPE.

Interface entre le mécanisme de capacité et les marchés transfrontaliers de l'énergie

Si plusieurs pays européens ont mis en place des dispositifs visant à sécuriser leur adéquation de capacité, la plupart des systèmes avec lesquels la France est interconnectée fonctionnent en « pure énergie ». Des mécanismes d'échange d'énergie existent entre tous ces systèmes, qui nécessitent un certain degré d'harmonisation dans le fonctionnement des marchés de l'énergie. En particulier, les couplages de marchés, qui permettent d'optimiser l'utilisation des interconnexions, nécessitent que les mêmes produits soient simultanément échangés dans des conditions identiques dans tous les pays concernés.

Si elle doit permettre de résoudre des imperfections des marchés de l'énergie au niveau français, la mise en place du mécanisme de capacité ne doit pas perturber le fonctionnement des marchés de l'énergie au niveau européen. Dans cette optique, il est important de ne pas modifier la nature des produits échangés sur les marchés de l'énergie français, ni les conditions de ces échanges.

6 Considérations sur l'obligation de capacité

6.1 Principes de dimensionnement de l'obligation de capacité

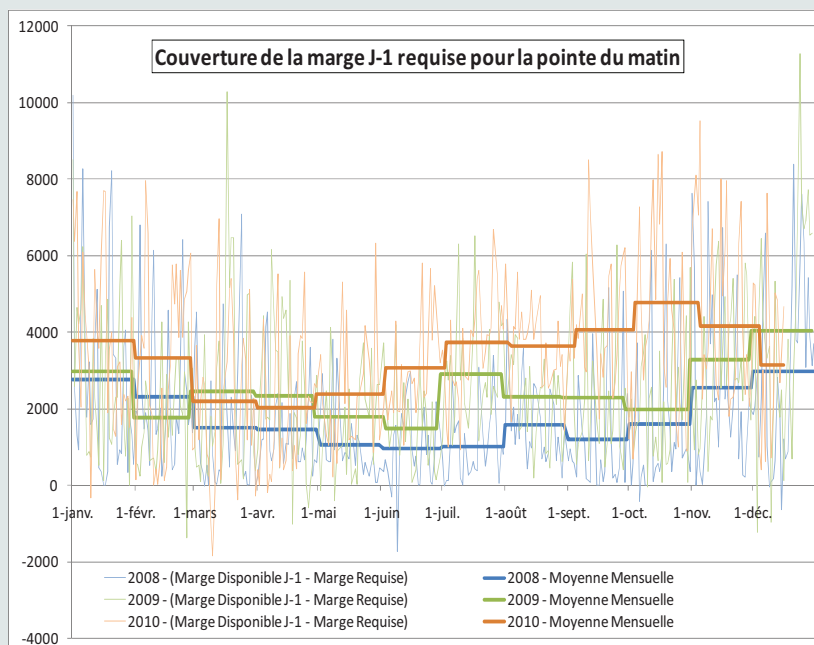
6.1.1 Période de l'obligation et critère d'adéquation

Conformément aux dispositions prévues par la loi NOME, le besoin de capacité doit être déterminé de manière à inciter au respect à moyen terme du critère d'adéquation défini par les pouvoirs publics. Deux logiques différentes peuvent *a priori* être envisagées :

- La première consiste à se concentrer uniquement sur la pointe de consommation ;
- La seconde repose sur le constat que les tensions physiques rencontrées sur le système électrique interviennent tout au long de l'année et donc à ce titre l'ensemble de la consommation doit être prise en compte.

Si dans une vision de moyen-terme ou long-terme les périodes de tension sur l'équilibre offre-demande d'électricité se situent essentiellement lors des pointes hivernales, les situations de tension court-terme sont assez équitablement réparties sur l'année, se révélant en fonction des aléas réellement rencontrés.

Illustration de la sécurité d'approvisionnement Temps Réel via les marges journalières



Les marges représentent un volume de puissance disponible pour RTE au delà du programme de marche pouvant être mobilisée pour faire face à des aléas de production ou de consommation.

Elles sont donc une des composantes essentielles de la conduite du système en sûreté.

Source : données publiques, site RTE – Réunion thématique 3T2 du 24/05/11

- Le niveau de couverture de la marge nécessaire ne présente pas de corrélation évidente avec le volume de consommation et les signaux moyen-long terme
- Le niveau de couverture des marges présente une volatilité importante représentative des situations et aléas réellement rencontrés

Dans le prolongement du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, une part importante des participants à la concertation ont exprimé le souhait que le mécanisme se focalise

dans un premier temps sur les périodes de plus forte consommation nationale. Dans un second temps, si le besoin est avéré, le périmètre du mécanisme pourrait être étendu.

6.1.2 Obligation de capacité et prescription

L'obligation de capacité doit correspondre au volume de garanties de capacité nécessaires pour assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement respectant le critère déterminé par les pouvoirs publics. En effet, la sécurité d'approvisionnement est assurée au final par l'existence d'un volume suffisant de capacités disponibles lorsque le système en a besoin.

La prescription vise à traduire l'obligation de capacité et peut s'exprimer de différentes manières : sous la forme d'un volume de puissance disponible ou bien sous la forme d'une formule de calcul permettant aux fournisseurs de connaître leur obligation. La nature de la prescription est très fortement liée à la dynamique de l'obligation de capacité.

Quelle que soit la nature de la prescription, elle répond à la gestion d'un même risque physique identifié sur l'adéquation de capacité, au moment de sa détermination. Elle vise ainsi à atteindre le même niveau de sécurité d'alimentation.

La détermination de la prescription doit être explicite et transparente. Elle doit être anticipée dans un délai suffisant pour laisser le temps de développer des capacités de production ou d'effacement nécessaires en cas de déséquilibre prévisionnel entre l'offre et la demande électrique.

6.1.3 Obligation de capacité fixe ou évolutive

La méthode de prescription doit être stable sur toute la période pour que le mécanisme conserve sa cohérence. En effet, le signal envoyé aux acteurs par le marché de capacité est directement corrélé à l'écart entre le volume de garanties de capacités émises et l'obligation de capacité. Pour que ce signal soit continu et cohérent avec l'état attendu du système à terme, il est donc nécessaire que la méthode de prescription soit stable.

Cependant, le volume de l'obligation de capacité et donc des garanties de capacité nécessaires pour assurer l'adéquation de capacité peut être fixe ou dynamique.

Si le volume est fixe, cela signifie que le calcul est arrêté plusieurs années avant l'échéance. Il fera certainement l'objet de polémique. Par exemple, jugé trop bas il sera supposé faire montre de pessimisme sur le développement de l'industrie française et la croissance du pays. Jugé trop haut il sera supposé acter un développement plus faible que prévu de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Par ailleurs ce volume ne peut pas prendre en compte les évolutions qui s'opéreront durant ce laps de temps ; plus l'anticipation est importante, plus l'écart entre la prescription et l'état réel du système sera grand.

Ces évolutions peuvent être la conséquence directe d'actions des fournisseurs sur la consommation de leurs clients ou exogènes au système, liées par exemple à une crise ou une croissance économique supérieure à celle prévue. Ces écarts peuvent amener le système à être en surcapacité, ceci au prix de dépenses inutiles, voire au contraire à être en sous-capacité ce qui signifie que la sécurité d'approvisionnement n'est pas assurée.

L'avantage d'un volume d'obligation fixe est de définir une cible visible plusieurs années avant l'échéance. Dans le cadre d'un dimensionnement de l'obligation évolutif prenant en compte les évolutions de la demande, il est souhaitable de publier à échéance régulière le volume de l'obligation de capacité tel que vu l'année en cours. Associé au volume total de certificats de capacité émis, cela permet d'anticiper les éventuels déséquilibres entre l'offre et la demande électrique et donne ainsi des signaux sur des besoins d'éventuels investissements pour de nouvelles capacités.

6.1.3.1 Nature de la prescription avec une obligation de capacité fixe

Si l'obligation de capacité est fixe, la prescription correspond simplement à un volume de puissance disponible nécessaire, fonction du périmètre du mécanisme.

Dans le cadre d'un mécanisme concernant toutes les capacités, ce besoin de capacité est égal à la puissance totale qui doit être disponible en vue de satisfaire l'équilibre offre-demande national. Dans le cadre d'un modèle limité aux nouvelles capacités, le besoin de capacité adressé par le mécanisme de capacité concerne uniquement l'incrément de puissance nécessaire par rapport aux capacités existantes pour assurer le respect du critère d'adéquation fixé par les pouvoirs publics.

6.1.3.2 Nature de la prescription avec une obligation de capacité évolutive

Dans une approche avec une obligation de capacité évolutive, si la prescription s'exprime directement sous la forme d'un dimensionnement global du besoin en puissance disponible, il sera alors délicat de discriminer et d'explicitier les raisons de l'évolution de ce volume. Il est alors préférable pour assurer la cohérence globale de l'obligation, de retenir une prescription qui s'établit au travers d'une formule de calcul.

Il peut s'agir d'un critère que les fournisseurs devront respecter directement en lien avec la consommation de leurs clients, par exemple sous la forme d'un taux de marge à respecter, calculé éventuellement à une température extrême de référence. Le taux de marge tient bien sûr compte du foisonnement des consommations.

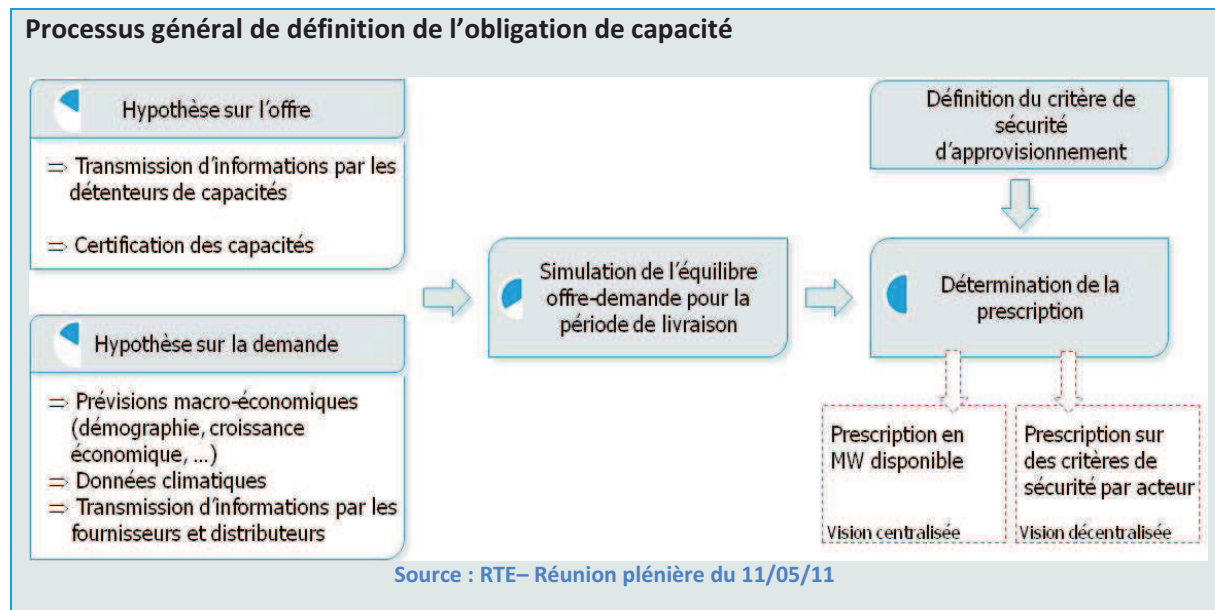
6.1.4 Préconisations de RTE

Le dimensionnement de l'obligation de capacité est par nature stochastique. En effet, pour déterminer l'état du système électrique plusieurs années à l'avance, il est nécessaire de simuler l'ensemble des futurs possibles prenant en compte les différentes combinaisons d'aléas de consommation et de production. La prescription ne peut en effet se voir comme la simple addition des prévisions des fournisseurs.

En entrée, un certain nombre d'hypothèses sont retenues, à la fois sur l'offre de capacité et sur la demande électrique. Pour permettre au processus d'être efficace et représentatif de l'état prévisionnel de l'équilibre offre-demande, RTE s'appuie sur des hypothèses macro-économiques et climatiques et prend en compte des données fournies par les acteurs du système électrique. Afin d'assurer la cohérence globale du mécanisme, les acteurs s'engageront sur ces informations qui contribueront également à la détermination des garanties de capacité et des obligations des fournisseurs.

A l'aide des hypothèses sur l'offre et la demande, RTE procède à une simulation de l'équilibre offre-

demande électrique à échéance. Au regard de l'état attendu du système et du critère de sécurité d'approvisionnement, le dimensionnement de l'obligation est déterminé.



En même temps que la prescription, RTE publie les éléments sur l'offre et la demande qui ont permis de la déterminer, notamment le montant des certificats alloués et la position en puissance globale. Pour permettre à chaque fournisseur de situer son besoin et la position de son portefeuille compte tenu de sa stratégie commerciale, RTE publie régulièrement une actualisation de ces éléments pour une échéance donnée. De cette façon, l'adéquation offre-demande d'électricité à l'échéance fixée serait progressivement assurée.

Quelle que soit la méthode retenue, il est dans tous les cas fondamental que les méthodes utilisées pour calculer le dimensionnement de l'obligation soient parfaitement cohérentes avec celles retenues dans le cadre de la certification. Autrement, l'obligation faite au fournisseur ne correspondrait pas au volume de garanties de capacité nécessaires et ne permettrait donc pas d'assurer l'adéquation de capacité.

6.2 Répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs

6.2.1 Répartition d'une prescription globale

Dans le cadre d'une prescription s'exprimant sous la forme d'un volume global de capacités, il s'agit d'attribuer à chaque fournisseur une part de ce volume. Les règles visent donc à déterminer de manière transparente et explicite la méthode de calcul de la clef de répartition.

$$Obligation_{fournisseur} = Clef_{fournisseur} \times Prescription\ globale\ en\ A - n$$

Caractéristiques de la clef de répartition

Lors de la concertation, des points de consensus sont apparus sur le principe de détermination de la clef de répartition en fonction des responsabilités des fournisseurs :

- Prise en compte de la puissance du portefeuille client des fournisseurs sur les périodes de pointe,
- Prise en compte de la responsabilité de chaque classe de clientèle sur le dimensionnement de l'obligation de capacité en cohérence avec le critère de défaillance défini par les pouvoirs publics.

Il est possible de synthétiser ce principe comme suit :

$$Clef_{fournisseur} = \frac{\text{Puissance appelée par les clients du fournisseur}}{\text{Puissance totale appelée en France}}$$

L'obligation de chaque fournisseur peut être calculée :

- **Ex post**, une fois la période de livraison achevée, la clef se détermine en fonction des puissances réalisées. Il y a donc un décalage temporel entre la détermination de la prescription globale et ses hypothèses et le calcul de l'obligation des fournisseurs fondée sur le réalisé.
- **Ex ante**, il est alors nécessaire de définir la nature de la puissance retenue dans le calcul ; il peut s'agir des puissances réalisées n années avant l'échéance ou bien de prévisions de puissance des fournisseurs.

Détermination de la clef de répartition

Plusieurs méthodologies de calcul de la clef de répartition ont été envisagées, notamment sur la détermination de la référence retenue :

- Sur la base des **consommations réalisées brutes** : cette méthode est théoriquement incomplète mais a le mérite d'être simple. La thermo-sensibilité des portefeuilles est prise en compte indirectement par le fait que les jours de pointe nationale correspondent statistiquement à des jours avec des températures inférieures aux normales même lorsque l'hiver est réputé doux.

Puissances maximales atteintes annuellement depuis 2001								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Puissance maximale (GW) atteinte le	79,6 (17/12)	79,7 (10/12)	83,5 (9/01)	81,4 (22/12)	86,0 (28/02)	86,3 (27/01)	89,0 (17/12)	84,4 (15/12)
Écart à la température normale** (°C)	-6,4	-2,1	-7,3	-2,7	-10,6	-6,7	-6,0	-1,4

Source : RTE – Réunion thématique 2T2 du 05/05/11

- Sur la base de la **puissance souscrite** : le principal avantage de cette méthode est la simplicité ; un de ses points faibles est le biais introduit pour les clients qui ont une forte puissance souscrite hors des périodes de pointe et pour la clientèle profilée.
- Sur la base des **consommations réalisées avec prise en compte de la thermo-sensibilité** : cette méthode devrait aboutir à un résultat plus en phase avec la prescription globale mais est plus complexe. Elle nécessite une correction des données à une maille élémentaire qui peut être le client : pour les clients profilés, ce calcul intègre une contribution à la pointe de chaque sous

profil ; pour les clients télérelevés, un gradient de thermo-sensibilité est appliqué aux consommations à la pointe.

Il apparaît donc qu'un arbitrage est nécessaire entre des mécanismes simples mais imparfaits et d'autres plus complexes mais plus cohérents avec les méthodologies d'évaluation du besoin de capacité.

Le choix retenu modifie très fortement l'incitation et la responsabilisation des fournisseurs sur leur maîtrise des risques liés aux aléas de consommation. En effet, si la méthode retenue se base sur les consommations réalisées brutes, cela revient à mutualiser en partie le risque lié à la thermo-sensibilité sur l'ensemble des fournisseurs, y compris ceux dont les consommateurs ne sont pas thermosensibles.

Commentaire de RTE : la clef de répartition entraîne une dilution de l'incitation à la maîtrise de la consommation

Si l'obligation de capacité est déterminée de manière globale et fixe plusieurs années avant l'échéance, l'incitation des fournisseurs à la maîtrise de leur courbe de charge est diluée. En effet, l'obligation du fournisseur ne dépend pas uniquement de la consommation de ses clients, mais aussi du besoin global. Or, les actions d'un fournisseur sur les consommations de ses clients modifient les besoins de certificats de capacité de l'ensemble des autres fournisseurs. Il y a donc dilution des responsabilités des fournisseurs, effet d'autant plus important que la part de marché du fournisseur est forte.

De plus, la répartition d'une obligation via une clef de répartition entraîne un écart de valorisation pour la même action de réduction de la consommation - et donc le même impact sur la réduction du risque de défaillance – s'il est pris en compte côté offre de certificats ou côté obligation des fournisseurs.

Illustration de la répartition entre fournisseurs d'une obligation de capacité fixe et déterminée plusieurs années avant l'échéance

- Prescription à 3 ans : 100 GW
- Puissance réellement appelée : 90 GW

	Puissance appelée ramenée à Température de référence			Obligations des fournisseurs			Impact MDE sur obligation		
	Fourn. A	Fourn. B	Total	Fourn. A	Fourn. B	Total	Fourn. A	Fourn. B	Total
Situation de départ	65 GW	25 GW	90 GW	$\frac{65}{90} \times 100 = 72,2 \text{ GW}$	$\frac{25}{90} \times 100 = 27,8 \text{ GW}$	100 GW	-	-	-
A diminue de 1 GW sa consommation	64 GW	25 GW	89 GW	$\frac{64}{89} \times 100 = 71,9 \text{ GW}$	$\frac{25}{89} \times 100 = 28,1 \text{ GW}$	100 GW	-0,3 GW	+0,3 GW	0 GW
B diminue de 1 GW sa consommation	65 GW	24 GW	89 GW	$\frac{65}{89} \times 100 = 73,0 \text{ GW}$	$\frac{24}{89} \times 100 = 27,0 \text{ GW}$	100 GW	+0,8 GW	-0,8 GW	0 GW

II

est nécessaire de connaître la puissance **totale** appelée pour calculer l'obligation d'un fournisseur. Elle ne peut donc se calculer à partir de la **seule** consommation de ses clients.

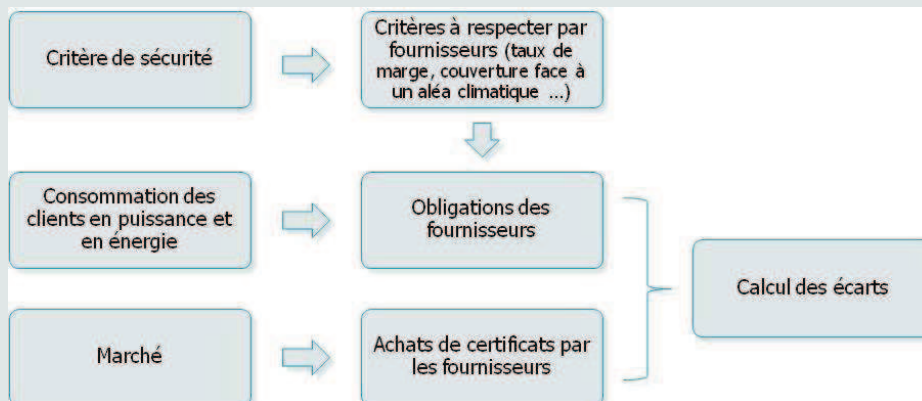
L'obligation d'un fournisseur est **modifiée** par les actions des autres fournisseurs.

La prise en compte des actions de MDE (-0,3 MW ou -0,9 MW) est à chaque fois inférieure à l'action réelle (1 MW). Il y a dilution des effets de MDE, dilution d'autant plus importante que la part de marché du fournisseur est forte.

6.2.2 Répartition avec une obligation évolutive et dynamique

Dans une approche où l'obligation est évolutive, la prescription peut s'établir non pas sous la forme d'un dimensionnement global du besoin en puissance disponible mais sous la forme d'un critère que les fournisseurs devront respecter, critère directement en lien avec la consommation de leurs clients.

Illustration du processus de détermination de l'obligation des fournisseurs et du calcul des écarts avec une prescription s'exprimant via un critère de couverture



Source : RTE – Réunion plénière du 11/05/2011

En premier lieu, il est nécessaire de définir un critère d'adéquation fondé uniquement sur la consommation. La prise en compte des aléas de production est alors intégrée dans le processus de certification des capacités.

Différents critères possibles sont envisageables :

- la définition d'une marge que les fournisseurs devront couvrir au delà de leur prévision de consommation à température extrême de référence,
- la couverture face à un risque extrême s'exprimant par exemple sous la forme d'écart de température par rapport aux normales que chaque fournisseur devra intégrer.

La prescription, qui s'exprime donc sous la forme d'une règle de calcul, est définie de manière anticipée et transparente afin de permettre aux fournisseurs de connaître leur obligation.

Cette obligation se base uniquement sur la base de la consommation des clients « en puissance et en énergie », ce qui permet au fournisseur de calculer son obligation à partir de ses prévisions de consommation de ses clients. Cette prescription est, par définition, dynamique en fonction de l'évolution de la consommation.

De plus, un fournisseur peut, en fonction de sa politique de risque, influencer de plusieurs manières sur son obligation : il peut la couvrir en détenant ou en acquérant des garanties de capacité, mais il peut aussi préférer inciter ses clients à diminuer leur consommation, ce qui réduit ainsi ses obligations. Ces deux possibilités sont bien symétriques car elles sont prises en compte dans le calcul de manière équivalente. Une approche avec un critère de couverture responsabilise fortement le fournisseur sur la consommation en puissance de ses clients, et incite donc, par construction, à la maîtrise de la demande électrique.

Afin de déterminer la position effective des fournisseurs, il est nécessaire de ramener la puissance appelée à température extrême de référence. Pour ce faire, les méthodologies devront prendre en compte différentes classes de clients en fonction de leur thermo-sensibilité, à l'instar de celles utilisées pour le calcul de la clef de répartition de la prescription globale.

Illustration de la répartition de l'obligation entre fournisseurs avec une prescription dynamique

- Prescription déterminée à 3 ans : taux de marge fournisseur de 11%

	Puissance appelée ramenée à Température de référence			Obligations des fournisseurs			Impact MDE sur obligation		
	Fourn. A	Fourn. B	Total	Fourn. A	Fourn. B	Total	Fourn. A	Fourn. B	Total
Situation de départ	65 GW	25 GW	90 GW	$65 \times 1,11 = 72,2 \text{ GW}$	$25 \times 1,11 = 27,8 \text{ GW}$	100 GW	-	-	-
A diminue de 1 GW sa consommation	64 GW	25 GW	89 GW	$64 \times 1,11 = 71,0 \text{ GW}$	$25 \times 1,11 = 27,8 \text{ GW}$	98,8 GW	-1,2 GW	-	-1,2 GW
B diminue de 1 GW sa consommation	65 GW	24 GW	89 GW	$65 \times 1,11 = 72,2 \text{ GW}$	$24 \times 1,11 = 26,6 \text{ GW}$	98,8 GW	-	-1,2 GW	-1,2 GW

Dans la situation de départ, la définition de la prescription sous la forme d'un taux de marge revient bien à la définition d'une prescription sous la forme d'un volume de puissance.

L'obligation d'un fournisseur se calcule à partir de la seule consommation de ses clients.

Les actions de MDE sont explicitement prises en compte.

6.2.3 Préconisations de RTE

La répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs a pour objectif de les responsabiliser sur la consommation en puissance de leurs clients et, plus particulièrement, de les impliquer dans l'effort de maîtrise de la consommation électrique en période de pointe.

Ainsi, il est proposé que l'obligation de capacité s'exprime préférentiellement sous la forme d'un critère de couverture validé par les pouvoirs publics, par exemple sous la forme d'un taux de marge déterminé à une température extrême de référence. Les obligations incombant à chaque fournisseur sont *in fine* calculées sur la base des consommations en puissance de leurs clients lors de la ou des périodes de pointe nationale. Un fournisseur peut alors avoir couvert son obligation en détenant ou en acquérant des garanties de capacité, ou bien avoir incité ses clients à diminuer leur

consommation, ce qui réduit ainsi ses obligations. Ces deux possibilités sont bien symétriques car elles sont prises en compte dans le calcul de manière équivalente.

6.3 Suivi des obligations des fournisseurs et calcul des écarts

Le processus de suivi des obligations des fournisseurs et de calcul des écarts entre obligations et garanties de capacité détenues permet d'assurer l'efficacité du mécanisme. Il constitue en particulier une boucle de retour nécessaire sur le dimensionnement de l'obligation en lien avec l'adéquation de capacité. Les sanctions permettent d'assurer, de leur côté, le caractère incitatif et non dérogoire de l'obligation.

Ce processus dépend de l'architecture de marché retenue.

La loi NOME dispose que le gestionnaire de réseau « *procède à la comptabilité des garanties de capacités détenues par chaque fournisseur et au calcul des écarts entre ces capacités et les obligations* ». Il s'agit donc d'établir la position des fournisseurs, en tant que responsables d'équilibre en capacité, sur leur périmètre. Ces derniers doivent démontrer qu'ils détiennent un volume de garanties de capacité correspondant à leur obligation.

Lors de la concertation, deux approches ont été envisagées sur le moment du décompte des garanties de capacité détenues par les fournisseurs :

- Un débouclage *ex post*, une fois la période de livraison achevée. Il s'agit d'établir l'obligation des fournisseurs directement en lien avec la consommation réalisée de leurs clients.
- Un débouclage *ex ante*, anticipé par rapport à la période de livraison. Ce décompte *ex ante* vise à assurer une anticipation suffisante pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles.

Ces deux approches ne sont pas antagonistes et peuvent être complémentaires. En effet, il a été envisagé un modèle dans lequel une prescription globale ainsi que sa clef de répartition entre fournisseurs sont établies plusieurs années avant l'échéance avec un premier débouclage *ex ante* ; la clef de répartition est dynamique en fonction de l'évolution de la consommation des clients des fournisseurs jusqu'à un solde final en lien avec la consommation réalisée de l'année de livraison.

De plus, en fonction de l'obligation de capacité, en particulier son caractère fixe ou évolutif, la fréquence de suivi des obligations des fournisseurs peut varier très nettement.

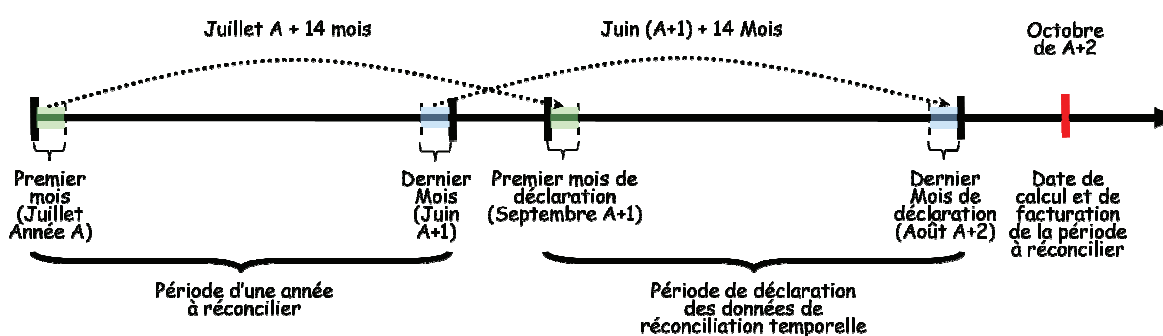
Dans un modèle de marché basé sur des appels d'offres organisés par un contractant unique, les obligations des fournisseurs sont déterminées *ex post*. Il n'y a donc pas par construction d'écarts entre une obligation et un volume de garanties de capacité attribué. Les fournisseurs sont ici réduits au paiement d'une quote-part d'une contractualisation fixe réalisée plusieurs années avant l'échéance.

Dans le cadre d'une architecture de marché avec fournisseurs actifs (que la prescription soit fixe ou dynamique), le suivi des obligations des fournisseurs s'effectue *ex ante*, puis *ex post* pour le calcul sur la base des consommations réalisées.

A titre d'illustration, le processus actuel de reconstitution des flux des données de Responsable d'Équilibre a été rappelé lors de la concertation. En effet, le suivi des obligations et le débouclage des positions des fournisseurs fera intervenir les données de consommation réalisée. Or, au regard des processus existants, un certain nombre d'enseignements sont à prendre en compte :

- La gestion des données de consommation implique la participation active de l'ensemble des 150 GRD et de RTE.
- Les délais d'obtention de données « définitives » peuvent être longs.

Illustration du processus de traitement et consolidation des consommations réalisées



Source : RTE – Réunion Thématique 2T2 du 05/05/11

A l'issue de la Réconciliation Temporelle, le calcul et la facturation de la période [Juillet A, Juin A+1] se déroulent en Octobre de l'année A+2.

- Les dispositions contractuelles sont complexes et la question des responsabilités des intervenants est délicate à traiter. Un soin tout particulier devra être porté sur l'architecture contractuelle qui fera intervenir l'exploitant d'une capacité et le gestionnaire de réseau d'une part, le fournisseur, le gestionnaire de réseau et la Commission de régulation de l'énergie d'autre part et enfin le lien contractuel et commercial qui liera l'exploitant d'une capacité à un fournisseur.
- Les choix pour le futur mécanisme de capacité devront intégrer les évolutions à venir en matière de comptage sur le Réseau Public de Distribution (mise en œuvre de Linky).
- Le dispositif futur devra explicitement faire intervenir les fournisseurs en complément de la structure existante basée sur les Responsables d'Équilibre pour l'énergie.

6.4 Règlements financiers et montant des sanctions

La loi NOME prévoit une sanction pécuniaire prononcée par la CRE pour les fournisseurs n'ayant pas acquitté leur contribution (c'est-à-dire ne justifiant pas « détenir la capacité nécessaire ») dont le montant est déterminé de manière à « assurer l'incitation économique à la satisfaction des obligations ». Une sanction calculée comme une majoration du montant non acquitté répond à l'objectif précisé dans la loi. Enfin, la suspension possible de l'autorisation d'exercice de l'activité d'achat pour revente par l'administration est de nature à garantir le paiement de la contribution de chaque fournisseur.

La détermination du niveau des sanctions est complexe et délicat. Le niveau de sanction doit être suffisamment élevé pour inciter les fournisseurs à remplir leur obligation.

Illustration du dimensionnement des pénalités

Plusieurs grandeurs peuvent servir de référence au montant de la pénalité :

Coût du nouvel entrant (CONE)

Le CONE, défini comme les coûts fixes annuels d'une turbine à combustion (TAC) de référence, ou éventuellement de tout autre moyen de production ou d'effacement choisi comme référence, peut servir d'étalon à la pénalité.

Coût de la défaillance

Dans la tarification historique d'EDF, les trois heures en espérance de défaillance sur une année d'aléa extrême se voient attribuer un coût très élevé (de l'ordre de 20000 €/MWh), représentant le prix théorique moyen que la collectivité est prête à payer pour ne pas subir de coupure durant la période de défaillance.

Historique des prix de marché sur la période précédant la vérification

Dans ce système, la pénalité serait fondée sur l'historique des prix de marché sur la période précédant la vérification de la satisfaction de l'obligation et inclurait une forme de majoration : elle peut être définie par exemple comme le prix le plus élevé sur la période, ou bien par l'ajout d'une marge de pénalité à un prix de marché de référence calculé à partir de l'historique.

Source : CRE – Réunion thématique 2T3 du 23/06/11

7 Considérations sur les garanties de capacités

7.1 Les capacités éligibles au mécanisme

L'article 6 de la loi NOME dispose explicitement que « toute installation de production raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution et toute capacité d'effacement de consommation doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification de capacité auprès du gestionnaire du réseau public de transport ».

L'ensemble des capacités de production électrique et d'effacement de consommation, localisées en France métropolitaine continentale, ont donc vocation à être certifiées et à participer au mécanisme de capacité en fonction des volumes de capacité qui leur seront alloués.

Panorama des volumes de capacité

Puissance installée et exploitée par filière (GW)			
	Parc exploité	Bilan Prévisionnel 2009	Actualisation 2010
Date	1 ^{er} janvier 2010	1 ^{er} janvier 2014	1 ^{er} janvier 2014
Nucléaire	63,1	64,7	64,7
Charbon	6,8	4,9	5,8
CCG	1,5	5,9	5,9
Fioul et TAC	7,1	7,0	7,0
Thermique décentralisé	8,5	7,2	7,2
Hydroélectrique	25,2	25,2	25,2
Eolien	4,6	8,5	8,5
Photovoltaïque	0,2	0,9	2,0

Source :
Bilan Prévisionnel -
Actualisation 2010

Chiffrer le volume de capacité d'effacements de consommation s'avère délicat. Cependant, les acteurs convergent sur un gisement potentiel de plusieurs GW.

La notion de *capacité d'effacement* doit être précisée. Les autres actions de maîtrise de la demande électrique qui ont un impact sur les appels de puissance (actions d'efficacité énergétique notamment) ne sont pas mentionnées par la loi. Or, ces actions contribuent durablement à l'objectif de réduction de l'accroissement de la consommation en puissance. Le mécanisme de capacité doit donc les intégrer, de façon directe ou indirecte. Si leur certification peut s'avérer délicate, leur prise en compte indirecte dans l'obligation faite aux fournisseurs offre l'avantage de la simplicité. Toutefois, leur valorisation dépend du modèle de marché retenu. Dans le cas d'un modèle de marché avec fournisseurs actifs, la valeur issue d'une réduction de l'obligation des fournisseurs est par construction identique à celle qu'obtiendraient ces moyens en passant par le processus de certification. En revanche, cette équivalence ne s'applique pas dans le cadre d'un modèle d'appel d'offres avec acheteur unique. La valeur de ces réductions d'obligation est en effet diminuée via l'atténuation introduit par une clef de répartition (cf. 6.2). D'autre part, le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 dispose que le produit ARENH comprend la garantie de capacité de production associée qui correspond à son profil. Un point de vigilance devra être porté sur l'allocation de ces garanties de

capacité, et plus généralement pour les capacités bénéficiant d'un tarif réputé couvrir l'intégralité des coûts du moyen.

Enfin, le mécanisme de capacité portant sur des échéances de plusieurs années, les capacités qui y participent peuvent être à l'état de projet. Ces capacités nécessiteront des traitements particuliers, au regard du risque physique accru qu'elles génèrent (retards possibles de livraison, non aboutissement du projet).

Mécanismes ciblés

Lors de la concertation, plusieurs propositions ont émergé distinguant les capacités en fonction de différents critères et focalisant le marché de capacité sur certaines capacités ciblées :

- Un mécanisme restreint aux nouvelles capacités.
- Un mécanisme ne ciblant que les capacités spécifiquement investies pour la pointe et réputées souffrir d'« argent manquant ».
- Un mécanisme couvrant l'intégralité des capacités à l'exception du nucléaire historique et des capacités sous Obligation d'Achat.

Si la demande de certification revêt un caractère obligatoire, ces mécanismes visent à distinguer la certification de l'éligibilité à la rémunération des capacités. Ainsi, seules certaines capacités auraient vocation à être rémunérées par le mécanisme. Ces propositions pourraient être interprétées comme une segmentation des capacités avec l'attribution de produits différents dont certains se voient attribuer une valeur nulle.

Quel que soit le volume des capacités rémunérées, le recensement de la totalité des capacités est indispensable pour connaître l'état du système électrique, ceci afin par exemple de définir le besoin éventuel de nouvelles capacités. Or, pour que le besoin ainsi déterminé soit pertinent, il est nécessaire que le niveau d'information sur lequel s'engagent les offreurs de capacité soit équivalent pour toutes les capacités.

Au-delà de cet aspect long-terme concernant l'adéquation de capacité, l'équilibre offre-demande électrique est assuré en temps réel par une disponibilité effective des capacités. Des mécanismes ciblés qui se traduiraient également par une absence d'engagement physique de la part des détenteurs de capacités correspondantes ne pourraient assurer la satisfaction de l'équilibre offre-demande. Plus précisément, il n'y aurait aucun changement par rapport à la situation actuelle, ce qui pourrait légitimement susciter un doute sur la plus-value apportée par le mécanisme de capacité sur la sécurité d'alimentation.

Préconisations de RTE

Quel que soit le modèle de marché retenu, le processus de certification doit donc concerner l'ensemble des capacités. La question de la rémunération des capacités certifiées est une problématique autre.

En cohérence avec les préconisations faites sur l'architecture de marché et la préférence donnée à

un modèle de marché avec fournisseurs actifs, RTE propose de ne pas certifier les actions de maîtrise de la demande électrique, sans pour autant que cela ne constitue un frein à leur développement puisqu'elles seront valorisées indirectement via la réduction des obligations fournisseurs.

7.2 Définition des caractéristiques des garanties de capacités

Les garanties de capacité doivent être des produits standardisés, permettant la cession et l'échange. Vu du marché de capacité, leur valeur, exprimée en MW garantis, n'est pas adossée au type de capacité physique sous-jacente. La relation entre le certificat et la capacité physique sous-jacente est traitée dans un registre centralisé tenu par RTE.

Une garantie de capacité, délivrée plusieurs années à l'avance, porte sur une période annuelle centrée sur l'hiver. Elle n'est valable que pour cette période donnée et il est par conséquent impossible de remplacer un certificat d'une période par un certificat d'une autre période.

Les garanties de capacité ne fournissent aussi aucun droit d'accès à l'énergie du moyen sous-jacent. Elles sont en effet associées à des engagements d'effectivité et de disponibilité du moyen.

La certification doit permettre de dimensionner des garanties de capacité normatives à partir d'une hétérogénéité de produits sous-jacents tout en disposant au final de puissance disponible pour satisfaire l'équilibre Offre-Demande. Pour ce faire, il est nécessaire de définir l'étalon qui permettra d'établir la valeur d'une capacité. Il est indispensable que cette mesure soit établie en cohérence avec le critère de définition des obligations fournisseurs. Ce critère reposera, du moins dans un premier temps, sur les périodes de plus forte consommation. L'intérêt d'une capacité peut alors se mesurer dans la défaillance qu'elle permet d'économiser. L'ensemble des capacités, qu'elles soient de production ou d'effacement, est donc mesuré à l'aune de ce critère. Il en découle en particulier qu'au niveau du processus de certification les capacités de production et d'effacement sont traitées de manière équivalente, eu égard à leur apport à la sécurité d'approvisionnement. Les capacités, quelle que soit leur nature, reçoivent donc un nombre de certificats identique pour une même contribution au besoin du système. La définition des besoins de couverture des risques de défaillance du système et la méthodologie associée pour les estimer doivent être claires, transparentes et non discriminatoires.

Le choix d'un étalon unique évite l'introduction de biais entre les différentes capacités, notamment de production et d'effacement. Cette symétrie contribue à assurer la cohérence entre le processus de certification et l'élaboration du dimensionnement des obligations, cohérence indispensable pour assurer l'efficacité du mécanisme. De façon générale, le volume de certificats attribué à une capacité dépend d'une part de l'ensemble des caractéristiques techniques propres à cette capacité et d'autre part des besoins du système.

Les paramètres de comparaison des capacités devront notamment se décomposer de la manière suivante :

- *Période* : il s'agit de la période de l'année sur laquelle une capacité peut être mise en œuvre ; en fonction, cela permet d'estimer la capacité du moyen à satisfaire les besoins saisonniers du système, besoins non uniformément répartis sur l'année.
- *Jours* : il s'agit du nombre de jours consécutifs pendant lesquels une capacité peut être mise en œuvre sur une semaine. Cela permet notamment d'estimer la capacité du moyen à couvrir un besoin ponctuel ou une vague de froid.
- *Heures* : il s'agit du nombre d'heures d'affilée (ou d'une tranche horaire) pendant lesquelles une capacité peut être mise en œuvre dans une journée ; en fonction, cela permet d'estimer la capacité du moyen à couvrir la pointe du matin, la pointe du soir, voire toute la tranche horaire.

Illustration de la prise en compte des contraintes techniques des capacités vis-à-vis des besoins du système électrique

Dans l'exemple qui suit, les contributions des capacités sur les critères *Période*, *Jours* et *Heures* s'expriment sous la forme de coefficients C_1 , C_2 et C_3 respectivement. Ces coefficients seraient alors pris en compte dans l'attribution du volume de certificats de capacité.

1. Une capacité disponible 20 jours sur la période [1er décembre;28 février], sans contrainte de connexité des jours et pouvant fonctionner 12h par jour

- En fonction de la période retenue pour l'établissement du dimensionnement, la capacité répond à une grande partie du besoin mais pas nécessairement à son intégralité → C_1 **important mais strictement inférieur à 100%**
- Sur le nombre de jours, la capacité peut couvrir un besoin ponctuel comme un besoin durable sur toute la semaine → $C_2 = 100\%$
- Sur le nombre d'heures, la capacité peut couvrir toute la période [8h ; 20h] → $C_3 = 100\%$

2. Une capacité disponible toute l'année, pouvant fonctionner tous les jours mais ne pouvant fonctionner que 3h par jour

- La capacité permet de couvrir les besoins ponctuels sur la pointe du soir, 50% de la pointe du matin et 25% de la plage [8h;20h] → $25\% < C_3 < 100\%$

3. Une capacité disponible toute l'année, ne pouvant fonctionner qu'un jour sur deux et pouvant fonctionner 12h par jour

- La capacité permet de couvrir les besoins ponctuels d'une journée, 50% d'un besoin sur 2 jours et au mieux 3/5 d'un besoin sur toute la semaine → $50\% < C_2 < 100\%$

Source : RTE – Réunion thématique 3T2 du 24/05/11

7.3 Principes généraux de certification communs à toutes les capacités

La certification des unités de production et d'effacement doit prendre en compte non seulement la puissance installée, mais également la disponibilité des différentes unités et, plus généralement, leurs contraintes de fonctionnement.

La certification à proprement parler correspond à un engagement de l'offreur de capacité sur une puissance disponible et sur les contraintes techniques de sa capacité ; en contrepartie, il se voit attribuer par le gestionnaire de réseau un certain nombre de garanties de capacité. Ce volume reflète la puissance disponible et sa contribution en intégrant les contraintes techniques de la capacité au regard des besoins du système.

Plusieurs propositions ont émergé sur l'établissement du niveau de puissance disponible :

- En premier lieu, une définition de la puissance disponible basée sur une approche historique. Cette approche offre l'avantage d'éviter d'éventuelles rétentions de capacité.
- En second lieu, un niveau de disponibilité déclaré par l'exploitant de capacité, plus à même de connaître les performances de sa capacité. Cette méthode permet également de prendre en compte des évolutions attendues sur les performances prévisionnelles de la capacité liées par exemple à des investissements.

Il est finalement préconisé que ces deux approches soient couplées : l'engagement peut ainsi être dimensionné par les offreurs de capacité et encadré par un plancher défini par l'historique. La période d'historique retenue devra être choisie de manière à inciter au maintien de la disponibilité des capacités tout en restant représentative.

En absence d'historique pour les nouvelles capacités, il sera nécessaire de définir une valeur permettant d'encadrer le niveau d'engagement. Ces valeurs peuvent être normatives par filière ou bien dépendre de l'offreur de capacité en se référant à son taux de disponibilité moyen.

Les méthodes précises de certification doivent être caractérisées. Pour ce faire, il convient tout d'abord de se rendre compte qu'une méthode unique de certification est très difficilement envisageable. En effet, il existe une très forte hétérogénéité des capacités avec des caractéristiques très différentes (puissance, capacité à moduler, capacité de stockage, ...). Une caractérisation unique est donc difficilement adaptée à la fois pour un moyen de production centralisé de plusieurs centaines de MW et pour une éolienne de quelques MW.

Cependant, retenir des méthodes nombreuses et spécifiques augmente très significativement la complexité du mécanisme, et pose, au final, des questions d'équité de traitement.

Un équilibre devra donc être trouvé entre simplicité acceptable et précision technique nécessaire afin d'établir un nombre limité de méthodes adaptées et pertinentes.

Une première segmentation possible serait de distinguer les capacités en fonction de leur source primaire : moyens thermiques, hydrauliques, éolien, ... Cette approche simple rencontre toutefois un certain nombre de limites car au sein d'une même filière les caractéristiques diffèrent.

La segmentation précise reste donc à construire. Cependant il est possible d'ores et déjà, d'indiquer les caractéristiques qui pourront entraîner une segmentation :

- Le caractère modulable / fatal des capacités. Cette caractéristique est essentielle car le potentiel de puissance est totalement différent pour une capacité qui peut moduler sa charge et une

capacité dont la puissance réellement disponible dépend de paramètres est finalement exogènes à la capacité.

- Le niveau d'agrégation potentiellement différent pour des capacités centralisées, décentralisées voire diffuses.
- Le niveau de puissance. La loi ouvre en effet la possibilité d'une certification adaptée pour les installations dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite. Cela permettrait alors de moduler le niveau de précision en fonction de différents seuils de puissance.

De plus, les caractéristiques suivantes devront être prises en compte dans la certification, sans toutefois nécessiter une segmentation à part entière :

- la sensibilité de la disponibilité et du productible aux conditions météorologiques,
- la présence d'une capacité de stockage (apports et réservoirs). En effet, ces éléments seront structurants dans la capacité d'un moyen à répondre aux critères *Période, Jours, Heures* des besoins du système.

7.4 Processus de certification

7.4.1 Principes

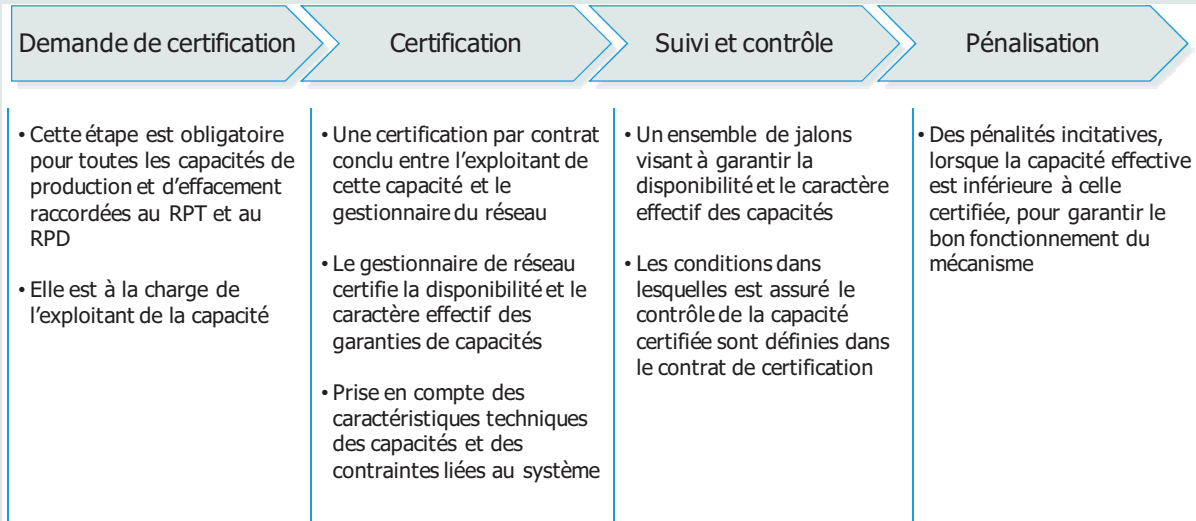
Le processus de certification est l'élément déclencheur du mécanisme de capacité. Il débute plusieurs années à l'avance et en anticipation de la définition même de l'obligation qui pèse sur les fournisseurs.

La connaissance du nombre de certificats de capacité émis est un élément clef pour estimer le niveau de sécurité d'approvisionnement du système. La publication de ce volume est par ailleurs un élément essentiel de transparence qui permettra d'assurer le bon fonctionnement du mécanisme. De plus, cette anticipation est primordiale pour permettre des échanges bilatéraux entre les acteurs et ceci relativement tôt.

Les échanges d'informations relatives aux règles de certification, aux données structurantes de la certification et aux résultats de la certification devront s'inscrire dans un processus transparent et non discriminatoire.

Vue d'ensemble du processus de certification

Le processus de certification est vu comme un ensemble cohérent s'opérant en quatre phases : la demande de certification, la certification à proprement parler, le suivi et le contrôle des engagements et enfin l'étape de pénalisation, le cas échéant.



Source : RTE – Réunion thématique 3T3-5 du 31/05/11

La phase de suivi et de contrôle de la capacité est indissociable du processus de certification afin d'assurer une maîtrise de l'offre de certificats et donc pour partie de l'efficacité globale du mécanisme. La pénalisation est de même indispensable pour inciter aux respects des engagements, qui visent à assurer la sécurité d'approvisionnement. Une absence de pénalisation ne pourrait conduire qu'à de forts risques de dysfonctionnement du mécanisme.

1^{ère} étape : la demande de certification

Le processus de certification commence par une phase de demande de certification qui oblige les offreurs de capacité à faire reconnaître leurs moyens, de production comme d'effacement.

Lors de cette étape tout ou partie des informations transmises par l'exploitant de la capacité vaudront engagement. En effet, ces informations seront utilisées pour s'assurer de l'adéquation de capacité à échéance, la qualité de celles-ci est donc primordiale.

Les informations, transmises par les offreurs de capacité au gestionnaire de réseau, sont de trois ordres :

- Des **informations générales** sur le moyen de production : propriétaire(s), exploitant, type de capacité etc.
- Des **informations techniques** sur la capacité, notamment ses données historiques de puissance et ses contraintes techniques (Puissance maximale, énergie maximale, durée de fonctionnement continue, nombre d'appels possibles, durée minimale entre 2 appels...)
- Les **engagements** de l'offreur de capacité

Le cas échéant, s'y ajoutent des **caractéristiques particulières** complémentaires qui pourraient se révéler pertinentes pour l'évaluation de la capacité.

Pour les capacités existantes, il est proposé que les données historiques du gestionnaire de réseau soient utilisées de manière privilégiée lorsqu'elles sont disponibles.

Concernant les nouvelles capacités, il sera nécessaire de prévoir explicitement des informations complémentaires portant sur la mise en œuvre de la capacité (date prévisionnelle de mise en service, plan de mise en œuvre suivi à une fréquence régulière...); ces informations contribueront à assurer la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, des échanges d'informations seront nécessaires au fil de l'eau pour suivre toute évolution de la capacité.

2ème étape : la certification de la capacité

La certification de capacité restera possible jusqu'à la période de livraison afin de permettre la prise en compte de nouvelles capacités qui seraient mises en service pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles. Ces nouvelles capacités peuvent aussi servir aux offreurs de capacité à se rééquilibrer en cas d'éventuel écart entre leur disponibilité prévisionnelle et leur engagement.

Les capacités certifiées seront publiées dans un registre et les engagements seront portés par celles-ci.

3ème étape : suivi et contrôle

Les contrôles doivent permettre de s'assurer que la capacité certifiée plusieurs années à l'avance est effectivement disponible lorsque le système en a besoin. Définies lors du processus de certification, les conditions de contrôle de la capacité doivent être transparentes et équitables.

4ème étape : pénalisation

Pour garantir le bon fonctionnement du mécanisme, des pénalités incitatives et adéquates s'appliquant aux offreurs de capacités en cas d'écart par rapport à leurs engagements (puissance disponible et possibilités techniques de la capacité) ou lorsque la capacité n'est pas effective doivent être mises en place. Un dispositif va cependant permettre aux offreurs de capacité de gérer le risque de pénalités : la notion de « responsable d'équilibre en puissance » (cf. § 8.3.5).

7.4.2 Préconisations de RTE

L'équilibre Offre-Demande électrique est assuré en temps réel par une disponibilité effective des capacités de production et d'effacement. Il est donc essentiel que la totalité des capacités soit prise en compte dans le mécanisme, à la fois pour connaître l'état du système électrique à échéance, mais surtout pour permettre une véritable sécurisation de l'approvisionnement électrique.

La certification doit permettre de dimensionner des garanties de capacité normatives à partir d'une hétérogénéité de moyens de production et d'effacement de consommation, tout en disposant au

final de la puissance disponible nécessaire pour satisfaire l'équilibre Offre-Demande. Il est indispensable que cette mesure soit établie en cohérence avec le critère de définition des obligations des fournisseurs, critère qui reposera, au moins dans un premier temps, sur les périodes de plus forte consommation. Il est alors proposé que l'intérêt d'une capacité soit mesuré par la défaillance qu'elle permet d'économiser.

La certification doit correspondre à un engagement de l'offreur de capacité sur une puissance disponible et sur les contraintes techniques de sa capacité ; en contrepartie, il se voit attribuer par le gestionnaire de réseau, un certain nombre de garanties de capacité. Ce volume reflète la puissance disponible et sa contribution en intégrant les contraintes techniques de la capacité au regard des besoins du système. Il est préconisé que l'engagement soit dimensionné par les offreurs de capacité, plus à même de connaître les performances de leurs capacités, et encadré par un plancher basé sur l'historique. La période d'historique retenue devra être choisie de manière à inciter au maintien de la disponibilité des capacités tout en restant représentative. Cette méthode permet ainsi de prendre en compte des évolutions attendues sur les performances de la capacité en évitant le risque d'éventuelles rétentions de capacité.

La phase de suivi et de contrôle de la capacité est indissociable du processus de certification afin d'assurer une maîtrise de l'offre de certificats et donc pour partie de l'efficacité globale du mécanisme. La pénalisation est de même indispensable pour inciter aux respects des engagements, qui visent à assurer la sécurité d'approvisionnement. Une absence de pénalisation ne pourrait conduire qu'à de forts risques de dysfonctionnement du mécanisme.

7.5 Traitement des nouvelles capacités : aspects physiques et financiers

Comme mentionné plus haut, la certification porte sur l'ensemble des capacités de production et d'effacement contribuant à l'équilibre entre l'offre et la demande électrique à échéance. La certification des capacités en projet qui seront en service au moment de la période de livraison nécessite une attention particulière. Le risque se pose aussi bien du point de vue physique – inexistence du moyen, suite à retard ou annulation du projet, alors qu'il est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement - mais aussi financier - risque de défaillance d'un acteur certifié ayant vendu sa capacité.

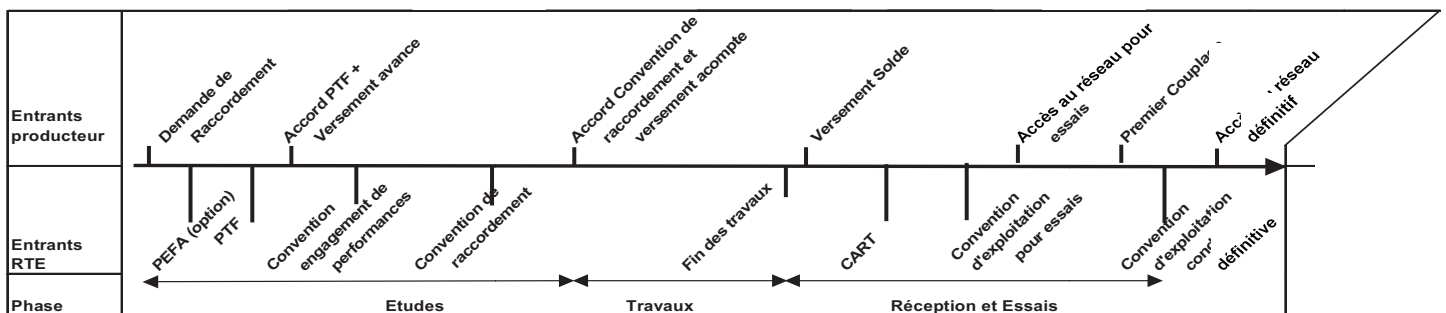
Il est possible d'imaginer plusieurs jalons à partir desquels une nouvelle capacité pourrait être certifiée :

- au moment du raccordement effectif ou de la mise en service industrielle du moyen,
- à partir d'un jalon objectif permettant d'assurer la réalité industrielle et physique du nouveau moyen,
- dès la phase d'étude du projet du nouveau moyen.

La détermination du jalon est étroitement liée à la nature du signal envoyé par le mécanisme aux nouvelles capacités. Au regard de l'anticipation retenue pour la structure globale du marché, les projets de nouvelles capacités de production devront être suffisamment avancés pour pouvoir être mis en service dans un délai respectant la période de livraison à échéance. Cela signifie qu'un certain nombre d'étapes techniques et administratives auront été anticipées.

Le mécanisme a donc plus vocation à être un facilitateur d'investissements en assurant une rémunération complémentaire et la couverture d'une partie du risque d'investissement qu'à être l'élément déclencheur d'investissements qui à défaut, ne se feraient pas. En fonction du signal envoyé par le mécanisme de capacité, un investisseur pourra éventuellement décider de retarder un projet engagé.

A titre d'illustration, il est intéressant de revenir brièvement sur les grandes étapes de la procédure de traitement des demandes de raccordement au Réseau Public de Transport (RPT) des installations de production :



Source : Documentation Technique de Référence disponible sur le site de RTE – Réunion thématique 3T1 du 03/05/11

- En phase d'étude, l'entrée en File d'Attente du projet suite à la signature par le producteur de la Proposition d'Entrer en File d'Attente (PEFA) ou de la Proposition Technique et Financière (PTF)
- L'accord sur la convention de raccordement de la part du producteur est l'élément initiant la phase de travaux de la liaison de raccordement
- En phase de réception et d'essais, la convention d'exploitation pour essais
- Puis finalement, la convention d'exploitation définitive

Il est important de souligner l'importance de la convention de raccordement, étape fondamentale de ce processus. Sans permettre de révéler précisément la date de mise en service industrielle de l'installation, cette convention matérialise l'existence réelle d'un projet industriel.

Symétriquement, il sera nécessaire de déterminer, pour les capacités d'effacement, un jalon réputé attester de l'existence, de l'avancement et de la concrétisation d'un projet.

Si les moyens sont certifiés à l'état de projet et donc non existants, cela augmente les risques physiques sur l'équilibre Offre-Demande. De plus, plus l'anticipation est grande, plus le risque potentiel est important. Ces risques physiques devront être couverts en conséquence par des outils financiers mis en place en amont :

- Un recours à des garanties bancaires constitue un outil de gestion des risques possible et efficace
- Des processus de suivi et de surveillance des projets peuvent permettre de s'assurer de leur bonne réalisation.

Enfin, du fait de la relative incertitude sur les performances de la nouvelle capacité, il sera nécessaire de définir des normes permettant d'encadrer le volume de certificats. Ces valeurs peuvent être normatives par filière, ou bien dépendre du taux de disponibilité moyen de l'offreur de capacité.

7.6 Certification des moyens de production

Comme explicité précédemment, le processus de certification vise à dimensionner des garanties de capacité normatives à partir d'une hétérogénéité de produits sous-jacents tout en disposant au final de la puissance disponible nécessaire pour satisfaire l'équilibre offre-demande d'électricité. Cela nécessite donc la prise en compte et le traitement spécifique des caractéristiques techniques des capacités, caractéristiques techniques qui diffèrent selon les capacités.

7.6.1 Certification des moyens thermiques

Il existe une très grande diversité de moyens thermiques de production électrique :

Type de capacité	Dispatch / Cycles annuels	Préavis / Démarrages Journaliers	Participation aux réserves R1 & R2 et MA	Maintenance
Turbines à combustion, (fioul ou GN)	Marché de l'énergie	Plusieurs démarrages / jour. Préavis : ½ heure à quelques heures. Actif de pointe	Oui	Longue : ~1 mois tous les 2 à 3 ans (suivant évolution des E.O.H. (*)). Programmée en priorité l'été, mais risque mineur de décalage en période hivernale.
Cycle Combinés GN	Marché de l'énergie	Démarrages hebdomadaires avec modulation la nuit. 1 démarrage/jour est possible mais assez contraignant. Préavis : 1 à 3 heures (dépendant de l'état thermique)	Oui	Longue : ~1 mois tous les 2 à 3 ans (suivant évolution des E.O.H. (*)). Programmée en priorité l'été, mais risque mineur de décalage en période hivernale.
Cycle vapeur (Fioul)	Marché de l'énergie	Préavis : long (> 1 jour) si l'unité n'est pas en stand-by (équipes non présentes)	Oui	Longues (décennales ?)
Cycle vapeur (dont Nucléaire)	Marché de l'énergie	Inertie importante	Oui	Longue : ~1 mois tous les 2 à 3 ans (suivant évolution des E.O.H. (*)). Programmée en priorité l'été, mais risque mineur de décalage en période hivernale. Gestion du cycle du combustible
Cogénération s	Fourniture vapeur et marché de l'énergie	Démarrage hebdomadaire. Préavis : quelques heures (dépend de la coordination avec le client)	OA : Non Sortant des OA : ?	Longue Programmée en priorité l'été. mais risque mineur de décalage en période hivernale.
Cycles vapeurs (biomasse)	Marché de l'énergie	Peu de flexibilité. Préavis : quelques heures Petites unités avec fonctionnement base ?	Sauf si petites unités (<40 MW) ?	

E.O.H. = Equivalent Operating Hours OA = Obligations d'Achat

Source : GDF-Suez – Réunion thématique 3T3-5 du 31/05/11

Cette liste n'est pas exhaustive, il manque par exemple les diesels dispatchables. Dans le modèle préconisé par RTE, c'est bien l'ensemble des capacités qui participent au mécanisme.

Il peut être envisageable de distinguer plusieurs niveaux d'agrégation, voire différentes méthodes de certification, en fonction de la puissance des capacités. En effet, la loi dispose que les méthodes de certifications « peuvent être adaptées pour les installations dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite ».

Il est ainsi préconisé que la certification se fasse à la maille « unité » en prenant en compte les contraintes spécifiques et la disponibilité individuelle des moyens centralisés de forte puissance. A *contrario*, il est envisageable de procéder à une certification normative pour les capacités décentralisées de faible puissance comme le dispose la loi.

D'autre part, si les différents moyens thermiques ont des maintenances programmées assez longues, le mécanisme n'a pas vocation à contrôler et gérer les plannings d'arrêts des producteurs. En effet, les producteurs optimisent leurs plannings de maintenance des groupes de production en fonction des marchés de l'énergie de manière à assurer une meilleure disponibilité des groupes lorsque les prix de l'énergie et la demande électrique sont potentiellement élevés. Il est donc préconisé que les offreurs de capacité s'engagent sur une disponibilité effective de leur moyen, sans discriminer les éventuelles causes d'indisponibilité, qu'il s'agisse de fortuit ou de maintenance programmée.

7.6.2 Certification des moyens hydrauliques

Il est possible de distinguer plusieurs types de centrales hydrauliques en fonction de leurs caractéristiques techniques :

	Aléa	Dispatch	Participation aux réserves R1 & R2	Mécanisme d'ajustement
Fil de l'eau	Elevé, production au mieux contrôlable sur base journalière	Fatal ou quasi fatal	Faible	Ne participe pas au MA
Eclusée	Part de réservoir et part de fil de l'eau – flexibilité 8 à 10 jours	La capacité dépend des apports de la période	Faible	Participe au MA
Réservoir	Réduit, le stockage permet de lisser la production et d'allouer au mieux la ressource	Optimisé en fonction de l'espérance de gain immédiat/futur	Possible, parfois importante.	Participe au MA
Pompage - Turbinage (et autres stockages)	Faible, voire nul.	Optimisé en fonction des prix de marché en pointe et creux	Importante	Participe au MA (?)

Source : GDF-Suez – Réunion thématique 3T3-5 du 31/05/11

A ces caractéristiques et en lien avec les différents niveaux d'agrégation possibles, il est nécessaire de rajouter l'importance de l'influence que peut avoir un site sur un autre. En effet, la production d'un site hydraulique en aval est directement influencée par la gestion d'un site en amont.

Afin de gérer au mieux cette diversité, il est proposé que la certification des moyens hydrauliques se fasse pour un ensemble hydraulique homogène ; ainsi l'engagement de l'exploitant se fera en cohérence avec le choix retenu pour le renouvellement des concessions qui s'effectue par vallée ou sous-ensemble « hydrauliquement homogène ».

7.6.3 Certification des moyens intermittents et fatals

Les moyens intermittents et fatals sont par définition non modulables. La question de la prise en compte des moyens intermittents a même été soulevée au regard de leur volatilité et de leur incapacité à définir un niveau ferme d'engagement. Cependant, leur contribution à l'Équilibre Offre-Demande est indéniable et il est inenvisageable de satisfaire l'adéquation de capacité sans les prendre en compte. Il sera toutefois nécessaire de veiller à ce que le volume de capacité attribué à ces capacités corresponde à leur capacité réelle d'injection.

Il est préconisé que le volume de certificats attribué à de telles capacités prenne en compte un facteur de charge défini sur une base d'historique correspondant aux conditions représentatives des périodes de tension potentielle.

Différents critères sont envisageables pour déterminer l'historique et les situations retenues :

- en regardant, par exemple, l'historique sous forme de couple (Injection ; Consommation) ou triplet (Injection ; Température; Nébulosité)
- en retenant les périodes pour lesquelles la consommation est la plus chargée ou la température est inférieure à un seuil défini.

Pour que ce facteur soit robuste et pertinent, il est nécessaire de veiller à ce que la taille de l'échantillon soit suffisamment représentative.

Dans un premier temps, il peut être envisagé de ne pas distinguer les capacités d'une même filière et de retenir un taux de charge uniforme par filière. Cette simplification pourra être amendée au fur et à mesure, en fonction de l'importance que prendront ces filières dans l'équilibre offre-demande d'électricité. Il sera alors possible de prendre en compte des caractéristiques supplémentaires.

7.6.4 Certification des moyens raccordés aux réseaux publics de distribution

ERDF a précisé, lors de la concertation, que de 2011 à 2025, plus de la moitié de la puissance installée supplémentaire sera décentralisée et raccordée sur le RPD. Au-delà de la puissance, il s'agira de gérer de nombreuses installations intermittentes supplémentaires sur le RPD, appelant un traitement local et en masse.

D'ici 2030, sur les réseaux de distribution publique, potentiellement *:

- ||| De 15 à 25 GW d'éolien et de 5 à 15 GW de photovoltaïque supplémentaires
- ||| De la biomasse, de la mini hydraulique, ...
- ||| Plus de 10 GW d'effacement supplémentaires
- ||| 8 millions de VE/VHR, correspondant à une puissance installée de 24 GW[§] supplémentaires

*Sources ERDF

§ : en recharge normale

Source ERDF – Réunion thématique 3T6-7 du 17/06/11

La création du référentiel des capacités et la récupération des données permettant d'assurer leur suivi seront donc des enjeux essentiels pour la certification des capacités raccordées au RPD. Il est donc indispensable que les GRD soient impliqués dès le début dans le processus de certification de ces capacités. Ils seront également des acteurs incontournables pour la phase de suivi et de contrôle des capacités.

7.6.4.1 Prise en compte des contraintes réseaux

En conséquence, la pointe sera pour une part croissante «fabriquée» sur le RPD impliquant une évolution profonde de la gestion du réseau de distribution. Le référentiel de raccordement et de certification des nouvelles capacités RPD devra être adapté de manière à intégrer la puissance des capacités raccordées pour le dimensionnement du réseau et pourra conduire à intégrer des contraintes de disponibilité, en échange d'une maîtrise des coûts de raccordement aux réseaux.

L'objectif est alors d'optimiser l'accueil des nouvelles capacités sur le RPD du point de vue du couple [coût d'accès au réseau ; valorisation de la capacité].

De plus, les pointes locales ne sont pas synchrones avec la pointe nationale ; ainsi des ajustements sur les réseaux de distribution pour répondre à un besoin national peuvent aggraver la situation locale, notamment via l'effet rebond des effacements.

De ce fait, ERDF propose de prendre en compte, comme suit, les contraintes réseaux dans le volume de certificats attribué à une capacité raccordée sur le RPD :

$$P_{\text{garantie}} = P_{\text{installée}} \times \text{disponibilité production et facteur de charge} \times \text{disponibilité réseau}$$

Source ERDF – Réunion thématique 3T2 du 24/05/11

Au regard des éléments ci-dessus, ERDF estime devoir assurer les rôles de certification et d'évaluation des capacités d'injection et d'effacement raccordées et intervenant sur le RPD.

Illustration de la certification des cogénérations

Cet exemple a été présenté lors de la concertation par l'ATEE en retenant la formule présentée par Energy Pool.

- Certification technique de toutes les cogénérations (sous OA ou non), suivant le critère :

$$\text{Certificat de capacité} = P_{\text{unitaire}} * K_{\text{disponibilité}} * K'_{\text{technique}}$$

Avec : $K_{\text{disponibilité}} = 0,97$

- 0,97 = disponibilité attendue à la pointe (et constatée) à la pointe

$K'_{\text{technique}} = ?$ (à définir), en prenant en compte les critères suivants :

- Contributions aux économies de réseaux = 1,055 pour les cogénérations
- Contribution à la pointe
- Délais et durée d'activation
- ...

Source ATEE – Réunion thématique 3T6-7 du 17/06/11

L'offreur de capacité s'engage sur un niveau de disponibilité, en tenant compte de la disponibilité avérée des cogénérations à la pointe hivernale. Le taux de 97 % présenté ici, correspond à la valeur moyenne constatée sur une période de deux ans.

La certification doit aussi prendre en compte tout un ensemble de contraintes techniques liées à la capacité. Cette prise en compte se traduit par un deuxième coefficient et couvre notamment :

- La capacité du moyen à répondre aux besoins du système, reflétée en partie par les délais et la durée d'activation.
- Les contraintes éventuelles de disponibilité du réseau RPD.

Si la certification prend en compte des externalités positives telles que les économies de pertes réseau, il convient alors d'identifier et d'objectiver l'impact réel de tels moyens sur les pertes. Il

faudra de plus discriminer la partie d'obligation attribuée à de telles capacités, en tant qu'externalité, de celle associée aux pertes considérées comme de la consommation. Cette dernière devra de plus être corrigée du premier volume pour assurer la cohérence globale du volume de capacité nécessaire pour satisfaire l'équilibre Offre-Demande. La complexité de tels traitements peut s'avérer rapidement rédhibitoire.

Lors de la consultation du projet de rapport, les GRD (ErDF, ELE, Anroc, Sicae, Unileg) ont rappelé leur volonté de disposer d'un levier sur l'activation des capacités raccordées au RPD. Les modalités devront être précisées et cela nécessitera l'instruction de travaux dans un cadre plus large que le mécanisme de capacité.

7.7 Certification des effacements de consommation

Comme indiqué précédemment, il est proposé de retenir la définition d'un effacement de consommation issue du groupe de travail CURTE portant sur la *Segmentation et valorisation des effacements de consommation* soit dans le cadre du décret, soit dans le cadre des arrêtés ou des règles : « *Sur sollicitation externe, baisse de puissance électrique appelée au point de raccordement, pendant un temps donné, résultant d'une action qui modifie le comportement du consommateur* ».

Il est important de souligner les points suivants de cette définition :

- le concept de « sollicitation externe » qui distingue les effacements de consommation des actions initiées par le consommateur ;
- la notion de « baisse de puissance » qui nécessite la définition d'une référence à partir de laquelle cette baisse de puissance est mesurée ;
- la mesure « au point de raccordement » qui entraîne la prise en compte globale de l'action de baisse de puissance sur les autres processus en aval du point de raccordement.

7.7.1 Principes de certification

L'ensemble des acteurs ont convenu, lors de la concertation, que les principes de certification des capacités d'effacement doivent être, autant que faire se peut, identiques à celles en vigueur pour la production.

L'intérêt d'une capacité d'effacement, comme toute capacité, se mesure dans la défaillance qu'elle permet d'économiser. Comme pour les capacités de production, il s'agira de prendre en compte les caractéristiques techniques des effacements de consommation pour déterminer leur capacité à répondre aux besoins du système. Il s'agira de prendre en compte *a minima* les caractéristiques techniques suivantes : puissance effaçable, durée d'effacements, plage de disponibilité, préavis de mise en œuvre, stock d'effacements et fiabilité technique. Il sera peut-être aussi nécessaire de considérer la température comme paramètre exogène influant le niveau de puissance d'une capacité d'effacement de consommation.

L'offreur d'une capacité d'effacement, qu'il s'agisse d'un fournisseur ou d'un tiers agrégateur, s'engagera lors de la certification sur l'effectivité et la disponibilité de son effacement de consommation, à l'instar des offreurs de capacités d'injection.

7.7.2 Problématiques spécifiques des capacités d'effacement

Il est possible de distinguer plusieurs natures d'effacements, ayant des caractéristiques techniques variées et soulevant des problématiques différentes pour la certification :

- La prise en compte des offres tarifaires nécessite une attention particulière. Il est en effet prévisible que, dans les années à venir, le nombre d'offres tarifaires augmente très significativement avec l'arrivée du compteur Linky qui permet de discriminer finement les consommations par plages horaires. Or, s'il est possible d'estimer l'impact actuel des effacements tarifaires historiques (EJP, Tempo), il sera complexe d'estimer leur évolution ainsi que l'impact d'une multitude de nouvelles offres en concurrence. La prise en compte des offres tarifaires en tant que capacité certifiée est donc complexe et présente une forte incertitude. A l'inverse il peut être plus aisé de mesurer directement leur effet au travers de la consommation réalisée, ce qui modifie directement l'obligation du fournisseur si la capacité n'est pas certifiée. Cela nécessite toutefois que le modèle de marché retenu permette une valorisation d'une action de réduction de la consommation électrique directement en lien avec la diminution du risque sur la sécurité d'approvisionnement et ceci de manière symétrique qu'elle soit prise côté offre ou côté demande. Le modèle de marché avec fournisseurs actifs et une prescription dynamique répond à cette exigence.
- Il a été rappelé lors de la concertation que les effacements diffus de consommation nécessitent d'importants échanges d'information entre les acteurs d'effacement et les GRD. En parallèle de la certification des capacités d'injection raccordées au RPD, il est donc proposé que les GRD jouent un rôle actif dans les processus de certification des capacités d'effacement, diffus et télérelevés raccordés au RPD, et le suivi de leurs engagements.

Illustration des actions des GRD pour la prise en compte des effacements diffus		
Certification	Activation	Evaluation
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Analyse des potentiels d'effacement sur la base d'historique et/ou de simulation d'activation ▪ Intégration des risques réseaux ▪ Attribution de « certificats » individuels / par périmètre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Appel d'effacement ▪ Limitation des effacements/ production suivant capacité du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Agrégation des diffus ▪ Evaluation / Mesure en fonction des cas et du système de comptage ▪ Contrôle de cohérence

Source : ERDF – Réunion thématique 3T4 du 09/06/11

7.7.2.1 Prise en compte et statut des effacements

Afin de pouvoir certifier une capacité d'effacement, il sera tout d'abord nécessaire que le détenteur de la capacité fournisse au gestionnaire de réseau un ensemble d'éléments permettant de l'identifier et d'attester de sa réalité.

Or, il a été rappelé à de nombreuses reprises lors de la concertation qu'il est difficile pour un fournisseur d'identifier finement, plusieurs années avant l'échéance, l'offre d'effacement dont il disposera ; il peut, en effet, ne pas la posséder plusieurs années avant l'échéance, ou bien risquer de ne plus la posséder lors de la période de livraison. Il existe donc un risque réel de sous-évaluation du potentiel d'effacement pour couvrir le risque de se trouver en défaut. Une certification continue des capacités jusqu'à la période de livraison permettra de prendre en compte le réel potentiel d'effacement.

De plus, la question du statut de l'effacement a été posée : entre nouvelle capacité ou capacité existante. Il a été proposé, sans pour autant que ceci fasse l'objet d'un consensus, que la certification soit réalisée sur la base de capacités existantes et nouvelles, avec un minimum de capacités existantes. Cette approche offrirait l'assurance de disposer d'un certain volume d'effacement effectif mais risquerait de constituer une barrière à l'entrée pour de nouveaux acteurs d'effacement.

Il sera toutefois nécessaire d'adapter le processus de suivi pour les nouvelles capacités d'effacement et d'identifier les données nécessaires de contrôle. Cela pourrait notamment se baser sur un ensemble d'éléments et déclarations auditables de contrats de mise à disposition d'effacement entre un ou plusieurs sites de consommation et les acteurs d'effacements. De plus, il sera possible de prendre en compte les historiques de disponibilité lorsque ceux-ci sont explicitement mesurables.

Illustration de la prise en compte des différents états d'une capacité d'effacement

Part de la capacité existante dans la capacité totale vendue par l'offreur de capacité	Risque financier	Dépôt de garantie
Faible	Elevé	Elevé
Elevée	Limité	Limité

Source : Energy Pool – Réunion thématique 3T4 du 09/06/11

Il est de plus nécessaire pour s'assurer de l'effectivité d'une capacité d'effacement que l'ensemble des éléments la constituant soit identifiée physiquement. Cela signifie qu'ils doivent être déclarés par l'offreur de capacité *a minima* par point de livraison et identifiés par le gestionnaire de réseau. Il serait aussi souhaitable que soit précisée l'éventuelle unicité de rattachement d'un site à une capacité. En effet, s'il est possible pour un même site d'être rattaché à plusieurs capacités, il sera nécessaire de prévoir un recours obligatoire à des tests synchrones et coordonnés entre les différents détenteurs afin d'assurer la réalité de ces capacités et ceci au niveau de puissance attendu. Ces tests pourraient rapidement présenter un niveau de complexité rédhibitoire.

7.7.2.2 Exploitant d'effacement et chaîne de responsabilité

La loi dispose que la demande de certification soit effectuée par les exploitants des capacités. Or si la notion d'exploitant d'une installation de production fait directement référence à son autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie, il sera nécessaire d'explicitier cette notion pour une capacité d'effacement de consommation.

Ceci sera d'autant plus nécessaire qu'une capacité d'effacement fait intervenir potentiellement plusieurs acteurs. En effet, les clients consommateurs sont généralement rattachés en amont à un fournisseur et à un Responsable d'Équilibre. Or une capacité d'effacement de consommation peut être activée soit directement par le fournisseur soit via un tiers agrégateur. Il est de plus indispensable d'intégrer les gestionnaires de réseau de transport et de distribution dans la boucle d'information afin que ces effacements soient pris en compte de manière anticipée. Il sera donc nécessaire d'explicitier les chaînes de responsabilités entre acteurs.

7.7.2.3 Activation de l'effacement

Il est possible d'identifier deux grandes familles d'effacements suivant les modalités d'activation :

- les effacements activables par RTE sur le Mécanisme d'ajustement (MA)
- les effacements activables en dehors du MA, via les marchés de l'énergie et comme outil d'optimisation de portefeuille. Cette dernière activation peut être réalisée par le fournisseur ou par un tiers agrégateur

De cette classification ressortent deux problématiques à instruire, notamment pour les effacements hors MA :

- En fonction du type d'effacement, il est nécessaire d'identifier l'acteur en charge d'activer les capacités d'effacement lorsqu'elles sont certifiées.
- Les modalités de contrôle doivent être mises en place pour vérifier l'effectivité des capacités d'effacement, notamment pour les effacements activables en J-1 devront être précisées. Des règles sont déjà opérationnelles pour les effacements en temps réel sur le MA. En revanche, des modalités de contrôle restent à définir sur les effacements en J-1 au sein d'un portefeuille. Celles-ci pourraient exiger la fourniture de programmes prévisionnels de consommation.

Enfin, il faut noter le souci des GRD de pouvoir contrôler l'activation des effacements sur leur réseau afin d'éviter des impacts techniques non maîtrisés.

7.7.2.4 Externalités de l'effacement

De plus, à l'instar de la question posée pour les cogénérations, certains acteurs ont proposé que des externalités positives soient intégrées dans le volume de capacité alloué à un effacement. Par ailleurs, d'autres acteurs ont tenu à rappeler en séance que ces externalités doivent trouver leur valorisation dans des mécanismes dédiés, comme c'est déjà le cas pour les certificats d'économie d'énergie.

Comme pour les capacités de cogénérations, il est difficile de discriminer l'impact réel de tels éléments et les mécanismes qui seraient éventuellement mis en place présenteraient un niveau de complexité rédhibitoire. Il est préconisé, pragmatiquement, de ne pas prendre en compte les externalités liées aux effacements dans le mécanisme de capacité, ceci afin d'assurer l'adéquation de capacité, objectif premier du mécanisme.

Commentaires RTE :

Il est préconisé, pragmatiquement, de ne pas prendre en compte les externalités des capacités dans la certification, ceci afin d'assurer l'adéquation de capacité. Les externalités positives des capacités ont par ailleurs vocation à trouver leur valorisation dans des mécanismes dédiés.

8 La gestion de l'équilibre physique entre la consommation et la production

8.1 Modalités de contrôle des capacités certifiées

Le bon fonctionnement du mécanisme de capacité repose pour une large part sur la qualité des contrôles permettant de s'assurer que la capacité certifiée plusieurs années à l'avance est effectivement disponible lorsque le système en a besoin.

Les conditions de contrôle de la capacité font partie intégrante du processus de certification. Elles doivent être prévues dans le contrat de certification conclu entre l'exploitant de la capacité et le gestionnaire du réseau public de transport.

Sur les marchés nord-américains où des pools obligatoires existent en J-1, le contrôle s'effectue unité par unité. Dans le cadre du marché français – et plus globalement du marché européen – des modalités de contrôle différentes devront être envisagées.

8.1.1 Mesure et suivi des capacités certifiées

Il est tout d'abord nécessaire de définir l'origine des données permettant d'effectuer le suivi des capacités certifiées.

Capacités d'injection raccordées au Réseau Public de Transport et effacements de consommation actifs sur le Mécanisme d'Ajustement

Au cours de la concertation, le Mécanisme d'Ajustement est très rapidement apparu comme une interface à privilégier. En effet, l'article 15-III de la loi de 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité dispose que « *La totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement* ».

Le Mécanisme d'Ajustement permet donc de mesurer et de suivre les capacités d'injection raccordées au RPT ; s'y référer permettrait d'intégrer au mieux le mécanisme de capacité avec les mécanismes existants. De plus, une partie des effacements de consommation sont actifs sur le MA. Les méthodes de suivi pourront donc être mutualisées en s'appuyant sur les processus existants.

Ainsi à partir des programmes d'appel des capacités et des offres sur le mécanisme d'ajustement, il est possible de suivre la capacité réellement disponible :

$$\textit{Capacité Suivie} = \textit{Capacité Injectée} + \textit{Offre MA}$$

Ce suivi repose implicitement sur les performances et les contraintes techniques déclarées chaque jour sur les moyens. Les contraintes techniques sur lesquelles l'offreur de capacité s'est engagé lors de la certification seront confrontées à celles déclarées sur le MA, ces dernières étant ensuite contrôlées *ex post*.

Capacités d'injection raccordées au Réseau Public de Distribution

Il sera nécessaire de mettre en place des procédures de suivi adaptées pour les capacités d'injection raccordées sur le RPD. Il est proposé que ce suivi soit assuré par les GRD en cohérence avec la préconisation faite lors de la concertation.

Effacements de consommation hors Mécanisme d'Ajustement

Concernant les effacements hors Mécanisme d'Ajustement, plusieurs modalités de suivi de la capacité sont possibles. Un effacement est en effet une baisse de puissance qu'il faut pouvoir quantifier par rapport à une consommation prévisionnelle. Or, pour des effacements activables en quelques heures, il est possible de quantifier cette puissance par rapport à la consommation des heures précédentes. Les effacements activés avec une anticipation d'une ou de deux journées nécessitent quant à eux une autre approche. La fourniture d'un programme prévisionnel de consommation pourrait alors être pertinente et devenir une condition obligatoire pour la participation au mécanisme de capacité.

Il faudra toutefois s'assurer qu'un éventuel écart de puissance constaté correspond bien à un effacement et non à une réduction volontaire de la consommation du consommateur. Cela renvoie directement au suivi des modalités d'activation.

Dans le cadre des effacements hors MA, il est également nécessaire de définir les chaînes de responsabilités entre acteurs. En effet, les clients consommateurs sont généralement rattachés en amont à un fournisseur et à un Responsable d'Équilibre. Or une capacité d'effacement de consommation peut être activée soit directement par le fournisseur soit via un tiers agrégateur. De plus, il est indispensable d'intégrer les gestionnaires de réseau de transport et de distribution dans la boucle d'information.

Suivi des effacements activés et interaction avec les obligations des fournisseurs

Si l'effacement de consommation est une capacité certifiable et peut donc être prise en compte comme une offre de capacité, son effet se mesure à l'aval sur la consommation. Par conséquent, un effacement activé pourrait entraîner à la fois la réduction de l'obligation d'un fournisseur via la diminution de la consommation de ses clients, mais aussi la prise en compte d'une capacité considérée comme active et rémunérée via le marché de capacité. Ainsi, en l'absence de prise en compte des effacements activés sur la consommation réalisée, le double comptage de la capacité, comme offre et en tant que réduction de l'obligation du fournisseur, entraîne un risque sur l'adéquation physique.

De plus, les certificats de capacité adossés à un effacement de consommation sont alloués soit au fournisseur qui les active dans son périmètre soit à un tiers agrégateur. *A contrario*, l'effet sur la consommation ne profite qu'au fournisseur qui voit son obligation réduite. En l'absence de correction de courbe fournisseur, il existe donc aussi un risque de distorsion de concurrence entre acteurs.

Illustration de l'interaction capacité d'effacements activées et obligations des fournisseurs

Action	Paiement	Revenu
Pour 1 MW de pointe et 30€/kW	30 k€	
Résultat net vu du fournisseur		- 30 k€

Action	Paiement	Revenu
Pour 1 MW de pointe et 30€/kW Comptabilisé ex-ante	30 k€	
Revenu de capacité		30 k€
Résultat net vu du fournisseur		0 k€

Action	Paiement	Revenu
1 MW de pointe diminué dans l'obligation comptabilisée ex-post	0 k€	
Revenu de capacité		30 k€
Résultat net vu du fournisseur		30 k€

Source : GDF Suez – Réunion thématique 3T4 du 09/06/11

Obligation d'un fournisseur avant effacement

Le fournisseur qui ne dispose pas de moyens d'effacements devra couvrir l'obligation correspondante

Obligation d'un fournisseur après effacement

Le fournisseur qui dispose de moyens d'effacements voit son obligation de paiement net réduite au prorata du revenu des effacements certifiés

Obligation d'un fournisseur après effacements : Cas du double comptage

Si le niveau de puissance *ex post* du fournisseur est comptabilisé, il dispose d'une capacité certifiée ET d'une réduction de son obligation

Lors de la concertation, un consensus est apparu sur la nécessité de corriger la courbe de consommation des capacités d'effacement activées, lorsqu'il y a certification de ces effacements.

8.1.2 Contrôle de l'effectivité de la capacité

Le mécanisme ne doit en aucun cas permettre l'apparition de « capacités fantômes ». De ce fait, les offreurs de capacité s'engagent à prouver de manière répétée la réalité du moyen certifié. Il est proposé que cette fréquence soit annuelle, en cohérence avec l'organisation générale du mécanisme. Le caractère effectif de la capacité doit être observable et assuré.

Il est souhaitable de privilégier le fonctionnement naturel de la capacité sur les marchés de l'énergie pour attester de l'effectivité de celle-ci. Cette réalité peut être observée via les programmes d'appels ou via des ajustements effectifs sur le mécanisme d'ajustement.

Cette prise en compte permet de limiter les processus de test ou d'audit qui peuvent être lourds et inutiles si la capacité a déjà prouvé son existence.

Il faudra alors définir des normes au delà desquelles la capacité est réputée avoir attesté de son effectivité. Il peut s'agir, par exemple, d'un nombre d'heures de fonctionnement annuel et/ou d'un nombre de démarrages...

Le cas échéant, il sera parfois nécessaire de recourir à des appels à la demande de l'opérateur de système pour les capacités n'ayant pas fonctionné.

Il a été souligné que des tests à la main de l'opérateur du système électrique peuvent modifier économiquement le fonctionnement des capacités et distordre à la marge le prix de l'énergie. Cependant, la vérification de l'effectivité de la capacité via le fonctionnement normal des moyens sur les marchés de l'énergie permet de grandement limiter l'utilisation de ces tests. De plus, la connaissance explicite et transparente de l'existence de ces procédures incite l'offreur de capacité à chercher à minimiser l'impact éventuel en plaçant lui-même le fonctionnement de sa capacité de manière à prouver son effectivité. Ce processus d'audit sera explicitement prévu dans le contrat de certification.

Il sera de plus nécessaire que l'offreur de capacité justifie pour chaque période la puissance maximale de la capacité certifiée. Cela pourrait par exemple passer par un fonctionnement effectif pendant quelques heures au niveau de puissance déclarée.

8.1.3 Contrôle de l'engagement de la capacité

L'équilibre entre l'offre et la demande électrique est assuré par l'existence de capacité disponible lorsque le système en a besoin. Le contrôle des engagements des offreurs de capacité joue donc un rôle central dans le mécanisme. A l'instar du contrôle de l'effectivité des capacités, la méthode de contrôle des engagements des capacités visera à s'inscrire au mieux avec les mécanismes existants (mécanisme de programmation, mécanisme d'ajustement).

Plusieurs types de contrôle de la disponibilité ont été évoqués lors de la concertation : soit un contrôle systématique, en continu, soit un contrôle sur la période réalisé *ex post*, soit des contrôles ponctuels (aléatoires ou sur événements particuliers) de son engagement. La méthode retenue devra être cohérente avec la période sur laquelle portent les engagements.

Il sera aussi nécessaire de mettre en place une méthode de contrôle adaptée pour les capacités non modulables. Celle-ci sera basée sur la puissance réellement injectée.

Le contrôle doit viser à vérifier le respect des engagements de l'offreur de capacité :

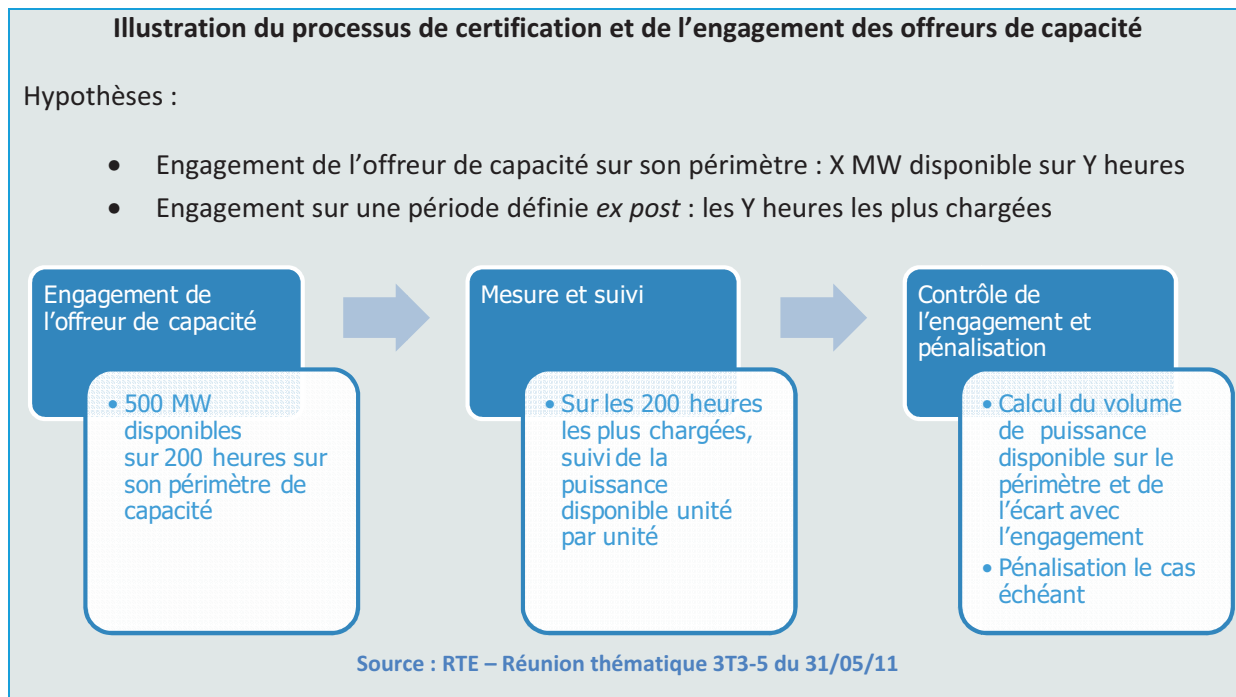
- Il s'agit tout d'abord de s'assurer du niveau de disponibilité de la capacité via un suivi pouvant être quotidien de la puissance disponible des capacités sur la période d'engagement.
- Il faudra, de plus, contrôler l'engagement de l'offreur sur la réponse de la capacité aux besoins du système. Pour ce faire, un suivi devra être assuré sur les contraintes techniques des capacités.

Il est proposé que l'écart entre puissance disponible et volume de capacité certifié soit calculé à une maille élémentaire. Cela s'inscrit en cohérence avec la définition des capacités suivies sur le mécanisme d'ajustement. De plus, ce suivi rendra visibles les évolutions observées sur la disponibilité des capacités, évolutions qui seront reprises dans la définition du plancher encadrant le volume d'engagement.

Il sera alors possible de contrôler la position d'éventuels périmètres de capacité et de vérifier l'état global du système vis-à-vis du risque dimensionnant. Ce calcul devra nécessairement être réalisé *ex*

post et dans des délais permettant la récupération de l'intégralité des données des capacités RPT et RPD. Il sera effectué en cohérence avec la granulométrie retenue dans le mécanisme (engagement quotidien ou moyen sur la période).

Le cas échéant, les responsables de capacité seront pénalisés en cas d'écart par rapport à leurs engagements.



8.1.4 Préconisations de RTE

Le Mécanisme d'Ajustement permet de mesurer et de suivre les capacités d'injection raccordées au RPT ainsi qu'une partie des effacements de consommation, à partir des programmes d'appel des capacités et des offres sur le mécanisme d'ajustement :

$$\text{Capacité Suivie} = \text{Capacité Injectée} + \text{Offre MA}$$

Pour les capacités n'intervenant pas sur le Mécanisme d'Ajustement, des procédures adaptées de suivi devront être mises en place. Concernant les capacités raccordées au RPD, le suivi sera préférentiellement assuré par les GRD ; ces derniers sont en effet plus à même de disposer des données nécessaires à ce suivi.

Il sera nécessaire de corriger la courbe de consommation des capacités d'effacement activées, lorsqu'il y a certification de ces effacements, pour ne pas les compter deux fois, côté offre et côté demande, ce qui entraînerait un risque sur l'adéquation de capacité.

Le mécanisme ne doit en aucun cas permettre l'apparition de « capacités fantômes ». De ce fait, les offreurs de capacité s'engagent à prouver de manière répétée la réalité du moyen certifié. Cette effectivité sera observée en premier lieu via les programmes d'appels ou via des ajustements

effectifs sur le mécanisme d'ajustement. Le cas échéant, il sera nécessaire de recourir à des appels à la demande de l'opérateur de système pour les capacités n'ayant pas fonctionné.

Il sera de plus nécessaire de s'assurer du respect des engagements des offreurs de capacité via un suivi pouvant être quotidien de la puissance disponible des capacités sur la période d'engagement. Il faudra, de plus, contrôler l'engagement de l'offreur sur la réponse de la capacité aux besoins du système. Pour ce faire, un suivi devra être assuré sur les contraintes techniques des capacités.

Concernant les capacités non modulables, le contrôle de l'engagement sera adapté et fondé sur la puissance réellement injectée.

Il est proposé que le contrôle s'effectue capacité par capacité, en cohérence avec la définition des unités suivies sur le mécanisme d'ajustement et afin de rendre visible les évolutions observées sur la disponibilité des capacités. A partir de ces données élémentaires, il sera alors possible de contrôler la position globale sur des périmètres de responsables de capacité et de vérifier l'état global du système vis-à-vis du risque dimensionnant.

8.2 Règles de détermination des pénalités associées

Les contrôles sont assortis de pénalités adéquates s'appliquant aux offreurs de capacités en cas d'écart par rapport à leurs engagements (puissance disponible et possibilités techniques de la capacité) ou lorsque la capacité n'est pas effective.

La détermination du niveau de pénalité est complexe et délicate. Le niveau de pénalité doit être suffisamment élevé pour inciter les offreurs de capacité d'une part à fournir les informations les plus fiables au gestionnaire du réseau et d'autre part à se rééquilibrer lorsqu'ils font face à un taux de disponibilité inférieur à celui certifié. Or, un niveau de pénalité insuffisant pourrait inciter les offreurs de capacité à préférer payer la pénalité que satisfaire à leurs engagements.

Cependant, la pénalité ne doit pas être élevée au point de dissuader les acteurs de participer au dispositif ou les conduire à sous-estimer leur prévision de puissance. De tels comportements aboutiraient à un déficit apparent de capacité et finalement à des investissements inutiles. Cela conduirait globalement à engendrer un surcoût pour le système. La pertinence et l'efficacité du mécanisme seraient alors remises en cause. Des acteurs ont évoqués lors de la concertation, la question de l'utilisation des sommes issues du processus de pénalités. Une analyse plus poussée est nécessaire pour définir l'utilisation la plus efficace de ces montants.

8.2.1 Pénalisation sur l'effectivité de la capacité

Le mécanisme doit d'abord être protégé du risque de capacités fantômes. Les acteurs préconisent la mise en place d'un système spécifique de pénalisation très dissuasif dans ce cas.

En complément d'une pénalisation sous forme financière pour l'année de livraison, il est possible d'envisager une pénalisation qui limite le volume de certificats alloué à la capacité pour les prochains exercices du mécanisme.

Enfin, en cas de manquement avéré, il doit être prévu explicitement dans les règles de pénalisation la possibilité de retirer la certification d'un moyen. L'exploitant de la capacité aurait alors l'obligation de démontrer effectivement la réalité de son moyen pour se faire à nouveau certifier.

Illustration d'un système de pénalisation associé à la Puissance maximale d'une capacité

A titre d'exemple, est présenté un possible système de pénalisation associé au contrôle de la puissance maximale de la capacité avec évolution du volume de capacité alloué en cas d'écart.

Le volume alloué à une capacité peut s'exprimer sous la forme :

$$P_{cer} = P_{unitaire} \times T_{x_D} \times k$$

Source : Energy Pool – Réunion thématique 3T1 du 03/05/11

P_{cer} : Puissance certifiée

$P_{unitaire}$: Puissance maximale de la capacité

T_{x_D} : Taux de disponibilité

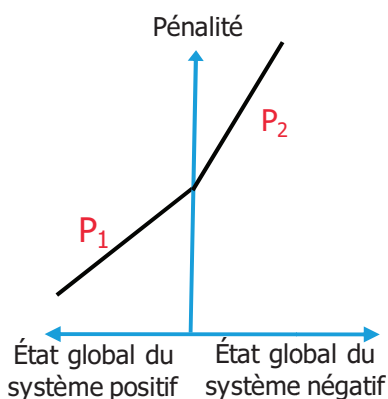
k : prise en compte d'autres facteurs

Ainsi, si l'offreur de capacité n'arrive pas à démontrer l'effectivité de la puissance maximale de la capacité sur laquelle il s'est engagé, il sera retenu pour les prochains exercices la valeur maximale réellement constatée sur la période de livraison.

8.2.2 Pénalisation sur le niveau de disponibilité

Le mécanisme doit aussi prévoir un système de pénalisation pour les écarts entre les engagements de disponibilité des capacités et les disponibilités réellement constatées sur cette période.

Il est proposé de mettre en place un système de pénalité s'inspirant du mécanisme existant de règlement des écarts en énergie : la pénalisation s'effectuerait au niveau du périmètre de l'offreur de capacité afin de prendre en compte le foisonnement de ses moyens.



Source : RTE – Réunion thématique 3T2 du 24/05/11

A l'instar du mécanisme sur l'énergie, le foisonnement global des capacités et la contribution des offreurs de capacité à l'équilibre offre-demande seraient pris en compte.

Le niveau de pénalisation serait alors variable et fonction de l'état global du système : il serait plus important lorsque le système est globalement défaillant ($P_2 > P_1$)

Illustration d'une pénalisation sur la disponibilité inspirée du règlement des écarts en énergie

Hypothèses :

- Niveau de puissance disponible nécessaire pour assurer l'adéquation de capacité : **4100 MW**
- Offreurs de capacité A s'engageant sur une puissance disponible pour 100 MW
- Offreurs de capacité B s'engageant sur une puissance disponible pour 1500 MW
- Offreurs de capacité C s'engageant sur une puissance disponible pour 2500 MW

Situation 1

Offreurs	Offreur A	Offreur B	Offreur C	État global
Puissance réellement disponible	110 MW	1450 MW	2600 MW	4160 MW
Couverture de l'engagement	couvert	Déficit 50 MW	Couvert	assuré
Pénalité	Ø pénalité	50 x P ₁	Ø pénalité	P ₁ retenu

Situation 2

Offreurs	Offreur A	Offreur B	Offreur C	État global
Puissance réellement disponible	90 MW	1550 MW	2400 MW	4040 MW
Couverture de l'engagement	Déficit 10 MW	couvert	Déficit 100 MW	défaillant
Pénalité	10 x P ₂	Ø pénalité	100 x P ₂	P ₂ retenu

8.3 Engagements des offreurs de capacité

8.3.1 La certification, un lien contractuel

La certification d'une capacité est un engagement contractuel entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport. Les conditions de contrôle de la capacité certifiée et les modalités d'application des pénalités sont prévues explicitement dans le contrat. Le processus de certification est en effet indissociable de celui de contrôle et pénalisation afin d'assurer une maîtrise de l'offre de certificats et donc pour partie de l'efficacité globale du mécanisme.

8.3.2 Obligation de déclarer et d'informer

Il est nécessaire de rappeler que la première obligation qui pèse sur les détenteurs de capacité correspond à la demande de certification de leurs capacités. Cette obligation permet d'assurer que l'ensemble des capacités sont bien prises en compte ; ainsi la confrontation entre les garanties de capacité et les obligations des fournisseurs permettra d'estimer correctement l'état prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité.

Plus largement, les détenteurs de capacité doivent s'engager à transmettre toute information sur l'évolution de leurs capacités, notamment :

- L'ajout de nouvelles capacités
- La modification des caractéristiques techniques des capacités
- Le retrait d'exploitation, temporaire ou définitif de capacités existantes

En effet, une réservation de capacité ou toute évolution de l'offre de capacités, qui ne serait pas prise en compte dans l'adéquation de capacité, pourrait alors induire un signal d'investissement non nécessaire et déformerait le prix associé à la capacité. Cela remettrait en cause l'efficacité globale du mécanisme et entraînerait un surcoût pour la collectivité. Il est donc nécessaire de prévoir un système de pénalisation en cas de non-respect de ces obligations.

8.3.3 Engagements sur l'effectivité et la disponibilité des capacités

L'offreur de capacité s'engage sur le caractère effectif et disponible des capacités certifiées.

L'offreur de capacité s'engagera, lors de la certification, sur une disponibilité de son moyen. Il est possible d'envisager plusieurs granularités d'engagement de disponibilité : un engagement de disponibilité moyenne sur la période ou portant sur chaque jour de cette période.

Il est proposé que le niveau de disponibilité soit défini par l'exploitant de la capacité tout en respectant un plancher de disponibilité défini à partir de l'historique. Cette méthode offre le double avantage d'inciter à un maintien de la disponibilité des capacités tout en évitant l'envoi d'un signal d'investissement inutile du fait de la non-prise en compte d'évolutions sur la capacité. Cela permet ainsi de réduire le coût global du mécanisme. Le niveau d'engagement pourra, dans des cas très encadrés, être défini en dessous du seuil plancher. Au regard du risque de manipulation du mécanisme, une vigilance extrême devra être portée sur ces cas précis. L'exploitant devra fournir à l'entité de surveillance le motif de cette baisse de disponibilité attendue et produire les pièces justificatives associées.

Lors du processus de certification, l'offreur de capacité définira aussi les contraintes techniques de son moyen. Ces informations vaudront engagement et seront prises en compte dans le processus de certification au regard du besoin du système.

8.3.4 Période sur laquelle portent les engagements

Les règles qui servent à déterminer la période sur laquelle les engagements s'appliquent, doivent être définies de manière explicite et transparente. Ces règles doivent être établies dès la période de certification, soit avec une anticipation de plusieurs années.

Plusieurs propositions ont été soumises pour la définition de cette période d'engagement :

- Cette période pourrait être définie *ex ante* à partir d'historiques, centrée sur le cœur de l'hiver mais couvrant des périodes voisines sur lesquelles des risques de défaillance sont observés. Le niveau de pénalisation pourra alors être adapté en fonction de la période, plus élevé sur le cœur de l'hiver que sur les périodes encadrantes.
- La période d'engagement pourrait aussi être déterminée *ex post* et correspondre aux x heures de plus fortes consommations et/ou de tension sur l'Équilibre Offre-Demande.

Il est toutefois nécessaire de veiller à limiter les effets de bord que le mécanisme pourrait introduire sur la sécurité d'alimentation. Ainsi un engagement de disponibilité sur une période fixe pourrait induire une détérioration de la disponibilité sur les périodes sans engagement de la part des détenteurs de capacité.

D'autre part, si cette période d'engagement est trop étroite, elle risque de ne pas couvrir des périodes potentiellement à risque et rendre au final le mécanisme inefficace. A l'inverse une période trop large rendrait l'engagement sur une disponibilité unique problématique du fait de disponibilités des capacités très différenciées.

Il est aussi essentiel que la période sur laquelle portent les engagements des offreurs de capacité soit définie en cohérence avec celle servant au dimensionnement de l'obligation de capacité.

Il est donc préconisé de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver, qui pourrait par exemple débuter le 1^{er} septembre et s'achever au 31 août de l'année suivante.

8.3.5 Périmètre de l'engagement de disponibilité

La certification est réalisée pour chaque capacité de production et d'effacement, soit unitairement soit sur un ensemble de moyens homogènes.

Cependant, si l'engagement pour un exploitant disposant de plusieurs capacités correspond à des engagements pour chaque capacité individuelle, cela reviendra de fait à ne pas prendre en compte le foisonnement des capacités. Un offreur de capacité pourrait alors se retrouver à être pénalisé suite à un aléa sur une de ses capacités quand bien même ses autres capacités viendraient compenser ce déficit de disponibilité.

Cela incite alors l'offreur de capacité à minimiser son risque, soit en sous-estimant la disponibilité de ses capacités, soit en répercutant celui-ci dans les offres faites aux fournisseurs. Cela conduirait de fait à une réduction de l'efficacité globale du mécanisme.

Il est donc proposé que l'engagement de disponibilité puisse être porté par l'offreur au niveau d'un périmètre. Les écarts entre engagement et disponibilité constatée sont alors pénalisés à la maille du périmètre du responsable de capacité.

Il est toutefois nécessaire de rappeler que les marchés secondaires de rééquilibrage permettent aux acteurs de remédier à des défaillances individuelles.

8.3.6 Préconisations de RTE

La première obligation qui pèse sur les détenteurs de capacité correspond à la demande de certification de leurs capacités. Plus largement, les détenteurs de capacité doivent s'engager à transmettre toute information sur l'évolution de leurs capacités, pour que la confrontation entre les garanties de capacité et les obligations des fournisseurs permette d'estimer correctement l'état prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande.

L'offreur de capacité s'engage sur le caractère effectif et disponible des capacités certifiées. Il est proposé que le niveau de disponibilité soit défini par l'exploitant de la capacité tout en respectant un plancher de disponibilité défini à partir de l'historique. Cette méthode offre le double avantage d'inciter à un maintien de la disponibilité des capacités tout en évitant l'envoi d'un signal d'investissement inutile du fait de la non-prise en compte d'évolutions sur la capacité.

Lors du processus de certification, l'offreur de capacité définit aussi les contraintes techniques de son moyen. Ces informations vaudront engagement et seront prises en compte dans le processus de certification au regard du besoin du système.

Il est préconisé de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver (le nombre d'heures

concernées pourrait être de l'ordre de 200h). Il est de plus essentiel que la période sur laquelle portent les engagements des offreurs de capacité soit définie en cohérence avec celle servant au dimensionnement de l'obligation de capacité.

La certification est réalisée pour chaque capacité de production et d'effacement. Cependant, si l'engagement pour un exploitant disposant de plusieurs capacités correspond à des engagements pour chaque capacité individuelle, cela reviendra de fait à ne pas prendre en compte le foisonnement des capacités. Il est donc proposé que l'engagement de disponibilité puisse être porté par l'offreur au niveau d'un périmètre. Les écarts entre engagement et disponibilité constatée sont alors pénalisés à la maille du périmètre du responsable de capacité.

9 Mise en œuvre du mécanisme et période transitoire

La mise en place d'une obligation de capacité pour les fournisseurs constitue une évolution significative de l'architecture de marché de l'électricité française. Il ne s'agit pas simplement d'une évolution de l'existant, mais de la création d'un nouveau produit, dont l'insertion dans les autres dispositifs de marché doit faire l'objet d'une attention toute particulière. Seule une coordination efficace de ces mécanismes peut assurer l'objectif de la sécurisation de l'approvisionnement au meilleur coût pour la collectivité.

Les délais de mise en œuvre d'un mécanisme de capacité pleinement opérationnel observés à l'étranger sont très importants. A titre d'exemple, le mécanisme mis en place PJM a nécessité plusieurs années de travail. Celles-ci ont été consacrées à la réflexion amont sur le modèle de marché à mettre, à la concertation avec les parties prenantes, à l'approbation du mécanisme par les autorités de régulation, et à la mise en œuvre opérationnelle du mécanisme. A cet égard, les échéances prévues pour la création du mécanisme français sont ambitieuses et vont nécessiter une instruction très rapide du dossier, autant du côté des gestionnaires de réseau, du régulateur et des pouvoirs publics (pour la mise en place des règlements, règles de fonctionnement, et dispositifs opérationnels), que du côté des acteurs du marché (pour se familiariser avec les nouveaux processus requis par la mise en place du mécanisme).

La complexité inhérente à la création d'un mécanisme de capacité en France pousse à une mise en œuvre progressive, prévoyant un temps d'apprentissage pour les acteurs. Pourtant, des objectifs précis et de court terme sont attendus de la mise en place de ce mécanisme, notamment en ce qui concerne les effacements de consommation. Il s'agit donc de trouver un compromis entre ces objectifs de court terme et la nécessité d'assurer une montée en puissance progressive du processus cible. L'utilisation d'un dispositif transitoire peut permettre d'apporter une réponse à cette préoccupation. Un tel mécanisme pourrait avoir les caractéristiques suivantes :

- être ciblé de manière précise sur les objectifs de court terme associés spécifiquement au mécanisme de capacité ;
- pouvoir être mis en œuvre très rapidement ;
- ne pas mobiliser des montants financiers trop importants ;
- éviter l'introduction de distorsions dans la structure des prix de manière à ne pas créer d'effets d'aubaine pour certaines catégories d'utilisateurs du réseau.

A la cible, le mécanisme de capacité n'a pas vocation à influencer le mix énergétique, et devra donc considérer de manière aussi symétrique que possible tous les types de capacité. A court terme, un dispositif transitoire pourrait être consacré à la valorisation des effacements de consommation, en accord avec les conclusions du rapport Poignant Sido et aux orientations des pouvoirs publics. La filière des effacements de consommation est actuellement dans une situation particulière qui peut rendre légitime la mise en place d'un dispositif spécifique. Le développement récent de nouvelles technologies permettant une action beaucoup plus dynamique qu'auparavant sur la courbe de charge des clients a dynamisé la filière. Cependant, la maturité industrielle de ces technologies n'est

sans doute pas encore complètement atteinte, ce qui place les effacements dans une situation encore fragile face aux différentes filières de production d'électricité.

En application des orientations souhaitées par les pouvoirs publics et au vu des possibilités qui lui sont offertes par la loi, RTE procède depuis fin 2008 à des appels d'offres pour réserver des capacités d'effacements accessibles sur le mécanisme d'ajustement. Ce dispositif peut contribuer, dans le respect des exigences de justification technico-économique qui gouvernent l'économie des systèmes électriques, à l'émergence d'une filière compétitive pour les effacements avant la mise en œuvre du mécanisme. Ce dispositif, financé sur l'assiette des soutirages physiques des responsables d'équilibre, doit en effet permettre d'optimiser le fonctionnement technique et économique du mécanisme d'ajustement en diversifiant le potentiel d'offre de disponibilités de puissance.

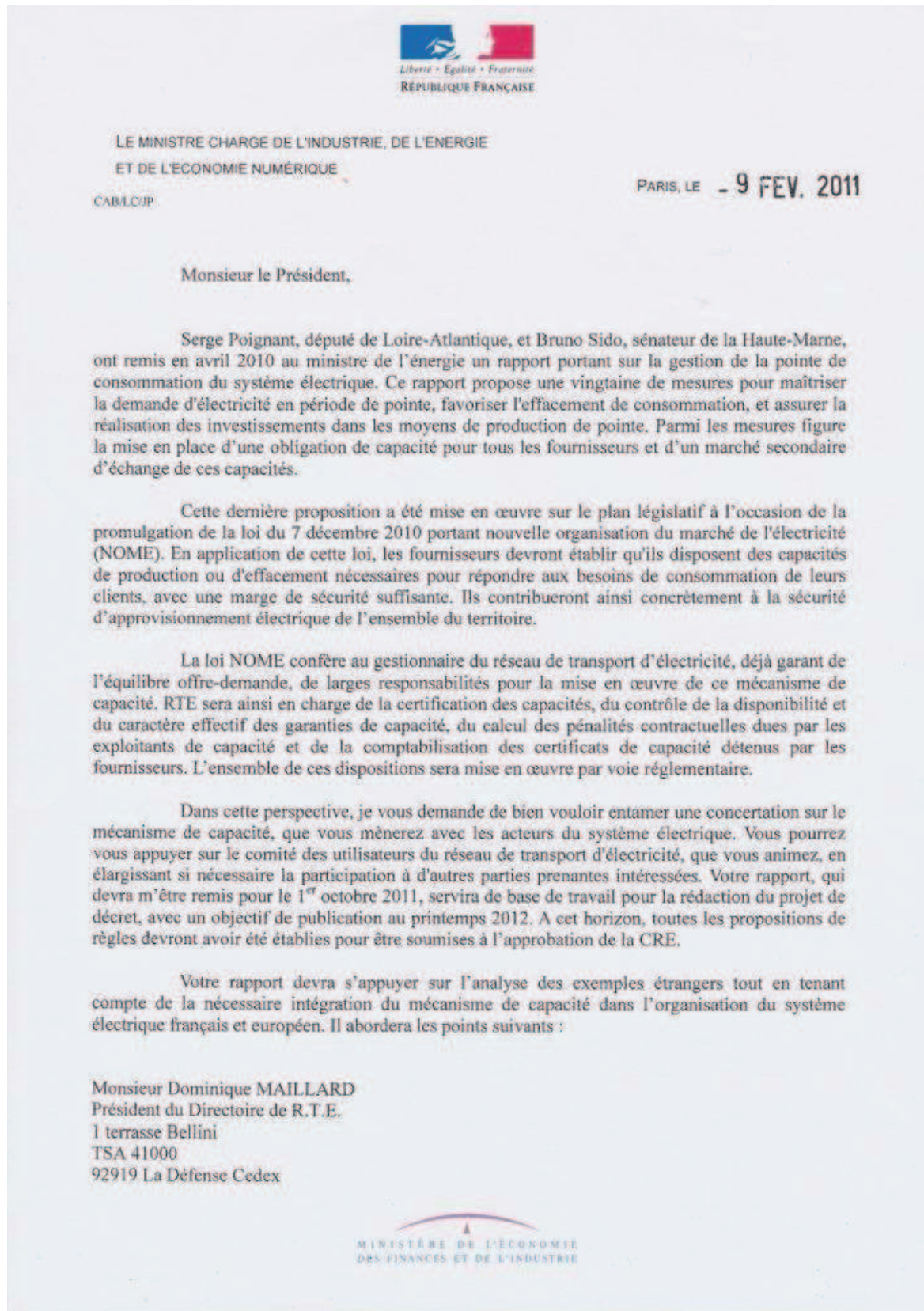
Par ailleurs, la loi demande désormais à RTE de procéder, sur une base triennale, à des appels d'offres portant sur des réservations de capacités d'effacement mobilisables sur le mécanisme d'ajustement, afin de permettre une augmentation progressive du gisement (article 7 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité). Ce dispositif, qui a vocation à s'inscrire dans le cadre de l'article 15 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, est positionné comme pouvant constituer un dispositif transitoire avant la mise en place du mécanisme de capacité. Au printemps 2011, RTE a initié les travaux avec les acteurs pour mettre en œuvre les dispositions prévues par cet article. Les propositions seront soumises à l'approbation de la CRE en septembre. Les délais nécessaires au lancement de la consultation et à la contractualisation avec les acteurs permettent d'espérer une mise en œuvre des contrats au 1er janvier 2012. Ce dispositif serait financé sur l'assiette des soutirages physiques constatés des responsables d'équilibre.

Pour RTE, les modalités concrètes de mise en œuvre des dispositions transitoires prévues au titre de l'article 7 de la loi NOME doivent avoir pour objectif, sous le contrôle de la CRE :

- d'assurer une continuité avec les principes économiques retenus depuis 2008 par RTE justifiant le financement par les responsables d'équilibre de la mise à disposition de capacités d'effacement sur le MA : les montants répercutés aux acteurs sont plafonnés par le seuil d'efficacité économique permettant de viser un équilibre financier pour la communauté des responsables d'équilibre ;
- de consolider les conditions de participation au mécanisme d'ajustement des capacités d'effacement tant au niveau de la chaîne de responsabilités (relations entre les gestionnaires de réseau, les responsables d'équilibre, les acteurs d'effacement et les consommateurs finals) qu'au niveau technique (contrôle du réalisé des effacements, par exemple) ;
- de garantir l'émergence de cette filière pour qu'elle puisse efficacement participer au mécanisme de capacité dès sa mise en place ;
- de contribuer au succès futur du mécanisme de capacité français, en développant un gisement de liquidité qui favorisera le bon fonctionnement du mécanisme.

10 Annexes


10.1 Lettre de mission



1. le choix du modèle de marché de capacités le mieux adapté à la situation française, à la lumière des expériences internationales ;
2. les méthodes de certification des capacités et les caractéristiques techniques des différents produits de capacité qui pourront s'échanger ;
3. la méthode de répartition de l'obligation de capacité entre les différents fournisseurs, en fonction de leur portefeuille de clients ;
4. les règles de détermination du niveau des différentes pénalités ;
5. la question de la prise en compte des interconnexions et des productions étrangères.

Je vous remercie d'avance pour votre engagement et votre contribution à la modernisation du système électrique français.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération distinguée.



Eric BESSON

10.2 Liste des participants à au moins une réunion de concertation

Contributeurs RTE :

Dominique MAILLARD	(RTE)
Pierre BORNARD	(RTE)
Sandrine ALBOU	(RTE)
Laure ARRIVE	(RTE)
Martine BERNARD	(RTE)
Manuel BILLAUD	(RTE)
Colas CHABANNE	(RTE)
Mathieu CHUPIN	(RTE)
Jean-Jacques COURSOL	(RTE)
Frédéric EVE	(RTE)
Gregory GOUDY	(RTE)
Yves JEGOUZO	(RTE)
Nicolas KITTEN	(RTE)
Farahnaz LALDJEE	(RTE)
Bernard LARRIPA	(RTE)
Bruno MAILH	(RTE)
Bruno MEYER	(RTE)
Hervé MIGNON	(RTE)
Patrick MOUTTAPA	(RTE)
Claire NICLOT	(RTE)
Brigitte PEYRON	(RTE)
Jean POMPEE	(RTE)
Christine POPOVICS	(RTE)
Ahmed RAHMOUNI	(RTE)
Jean-Marc ROUDERGUES	(RTE)
Frederic ROY	(RTE)
Nicolas SAMBOURG	(RTE)
Sandrine VALADEAU	(RTE)
Thomas VEYRENC	(RTE)
Gérald VIGNAL	(RTE)

RTE remercie l'ensemble des participants à la concertation (par ordre alphabétique):

Natacha HAKWIK	(ALPIQ)
Gery LECERF	(ALPIQ)
Franck SAINMONT	(ALPIQ)
Jean-Louis KATZ	(ANROC)
Sylvain ROMIEUX	(ANROC)
Patrick CANAL	(ATEE)
Romain BENQUEY	(CRE)
Boris GAILLARDON	(CRE)
Yann MICHEL	(CRE)
Blaise RAPIOR	(CRE)

Emmanuel WATRINET	(CRE)
Thomas PHILIPPE	(DALKIA)
Marion PIERROT	(DALKIA)
Christophe PORTON	(DALKIA)
Maud TEXIER	(DALKIA)
Stéphanie COMBES	(DG Trésor)
Silvano DOMERGUE	(DGEC)
Clémentine MARCOVICI	(DGEC)
François PERFEZOU	(DGEC)
Fabien CHONE	(DIRECT ENERGIE)
Xavier DE GUILLEBON	(DIRECT ENERGIE)
Eric FALLAS	(DIRECT ENERGIE)
Victor LEVY-FREBAULT	(DIRECT ENERGIE)
Benoit MENU	(DIRECT ENERGIE)
Romain VERDIER	(DIRECT ENERGIE)
Emmanuelle CARPENTIER	(E.ON)
Philippe GOUILLART	(E.ON)
Faustine LECABLE	(E.ON)
Eymeric MALCOR	(E.ON)
Barbara MANDET	(E.ON)
Silvane SOUMAGNAC	(E.ON)
Josselin BOURSIER	(EDF)
Nicolas BOYER	(EDF)
Richard COMBESURE	(EDF)
Jean-Christophe GAULT	(EDF)
Yves GOUGAY	(EDF)
Hervé Lextraît	(EDF)
Karine REVCOLEVSCHI	(EDF)
Christophe TRZPIT	(EDF)
Aurora ALVAR	(EFET)
Nicolas BARBANNAUD	(EFET)
Pierre BUFFIERE DE LAIR	(EFET)
Benoit DOIN	(ENEL)
Quentin GIACOBBI	(ENEL)
Henry ANGLEYS	(ENERGY POOL)
Pierre-Jean DELHOUME	(ENERGY POOL)
Davy MARCHAND-MAILLET	(ENERGY POOL)
Emilie SCHOLTES	(ENERGY POOL)
Aurore LANTRAIN	(EPEX)
Audrey MAHUET	(EPEX)
Florence ARNOUX-GUISSE	(ERDF)
François BLANC	(ERDF)
Jean DUPLEX	(ERDF)
Jacques MERLEY	(ERDF)
Céline SALON	(ERDF)
Yves RAGUIN	(FNCCR)
Yannick BONIN	(GDF SUEZ)
Olivier DUCARME	(GDF SUEZ)
Florence FOUQUET	(GDF SUEZ)

Stéphane HECQ	(GDF SUEZ)
Emilie GUYOT	(GDFSUEZ)
Guillaume DUPRET	(Novawatt)
Aurélie LEMERCIER	(Novawatt)
Franck RABUT	(Novawatt)
Eric RONGERE	(Novawatt)
Guillaume FAUCONNIER	(Oddo Power)
Olivier CAUVIN	(POWEO)
Jean-Baptiste DUBOIS	(POWEO)
Damien HILLEREAU	(POWEO)
Adrien PATENOTRE	(POWEO)
Johann ZAMBONI	(POWEO)
Quentin HARLE	(RHODIA)
Jean-Louis LESTRADE	(SNPEIT)
Philippe SEGUR	(SNPEIT)
Guillaume MASCARIN	(UFE)
Jean-François RAUX	(UFE)
Audrey ZERMATI	(UFE)
Jean-Paul AGHETTI	(UNIDEN)
William CHAN	(UNIDEN)
Claude CONRARD	(UNIDEN)
Ferreol de la TULLAYE	(UNIDEN)
Stéphane DELPEYROUX	(UNIDEN)
Fernand FELZINGER	(UNIDEN)
Philippe GAY	(UNIDEN)
François JAIME	(UNIDEN)
Jean-Pierre MATHERY	(UNIDEN)
Frédéric NOVEL-CATTIN	(UNIDEN)
Gilles ROBERT	(UNIDEN)
Guillaume ROBIN	(UNIDEN)
Pierre ROUCHON	(UNIDEN)
Pierre BIVAS	(VOLTALIS)
Nicolas GAULY	(VOLTALIS)

10.3 Synthèse des principales solutions mises en place à l'étranger pour assurer la sécurité d'alimentation

Suivant les recommandations du ministre, la première étape du travail menée par RTE et les acteurs du système électrique impliqués dans la concertation a été d'étudier plusieurs exemples internationaux de mécanismes de capacité. Ces exemples permettent de mesurer la diversité des solutions qui ont pu être adoptées pour mettre en œuvre un tel mécanisme. Les choix effectués dépendent du contexte de chaque pays, mais aussi des objectifs poursuivis. En effet, la création d'un mécanisme de capacité peut servir de réponse à différentes motivations :

- Faire assurer l'adéquation de capacité par plusieurs acteurs à la fois : l'adéquation étant un bien commun, obliger des acteurs à respecter un critère commun évite les comportements opportunistes, qui repousseraient systématiquement la responsabilité finale de l'adéquation sur la puissance publique. Cet objectif est à l'origine de la création d'obligations de capacité pour les utilities des Etats-Unis dans les années 70.
- Résoudre le problème de l'« argent manquant » : dans la théorie économique des marchés de l'électricité sans valorisation de la capacité, les moyens de pointe trouvent leur rentabilité en fonctionnant un faible nombre d'heures dans l'année, mais pour un prix très élevé. Des contraintes explicites ou implicites sur la possibilité pour les prix de l'électricité à s'établir à des niveaux suffisamment élevés pour assurer la rémunération des coûts complets des centrales de production – et en particulier des unités de pointes - ne peuvent en pratique empêcher ce modèle de réellement fonctionner. L'incertitude sur le nombre d'heures de fonctionnement des centrales de pointe, sur l'occurrence et le niveau des pics de prix, qui peuvent affecter fortement la rentabilité d'un projet, sont ainsi susceptibles de décourager l'investissement dans les moyens de pointe.
- Gérer l'intermittence : les politiques de soutien aux énergies renouvelables consistent souvent en la mise en place de tarifs d'achats et de droits d'injection prioritaires sur le système électrique qui conduisent en pratique à ce que des moyens de production intermittents fonctionnent indépendamment des conditions de marché. Les énergies renouvelables intermittentes diminuent d'autant la durée de fonctionnement des centrales conventionnelles (ce qui est bien l'effet recherché par la mise en place de telles politiques), dont le maintien sur le système électrique est pourtant, dans certains cas nécessaire à la sûreté de fonctionnement de celui-ci du fait même des caractéristiques d'intermittence des moyens de production prioritaires. La mise en place d'une rémunération de la capacité assise sur la disponibilité des moyens de production peut alors contribuer à résoudre le problème de leur maintien sur le système.
- Gérer une structure de consommation particulière, et notamment un pic de consommation très prononcé. La révélation d'un « coût de la puissance » peut alors inciter les acteurs à agir pour modifier la consommation de leurs clients.

La diversité des objectifs et des contextes explique la variété des solutions qui ont pu être choisies. Il est possible de classer ces solutions comme suit :

- Les approches se basant uniquement sur les marchés de l'énergie (Marchés « Pure énergie »)

- Les approches de sécurisation par les prix
- Les approches de sécurisation par les volumes

10.3.1 Marché « Pure énergie »

Sur un marché « Pure énergie », aucune rémunération complémentaire à celle de l'énergie proprement dite sur les marchés n'est versée aux producteurs. Les signaux prix envoyés par les marchés sont alors réputés suffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

En théorie, dans un marché parfait, les prix permettent de dégager des recettes garantissant un niveau d'investissement adéquat pour assurer la fourniture en toute circonstance et un mix énergétique adapté. Les coûts d'investissement sont financés par les rentes infra-marginales, c'est-à-dire les revenus touchés par les moyens de production présentant des coûts variables de fonctionnement plus faibles que le prix en vigueur sur le marché et les rentes de rareté lors des périodes de pointe, le prix devant alors s'établir à un niveau supérieur à celui du dernier moyen de production appelé pour équilibrer le système électrique. En pratique, cette organisation du secteur a été globalement adoptée dans de nombreuses régions : France, Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Grande Bretagne, Texas, Japon, Australie (Centre et Est), etc.

10.3.2 Mécanisme de sécurisation par les prix

Les mécanismes de capacités visant une sécurisation de l'approvisionnement en électricité par les prix proposent de compléter la rémunération des moyens de production de pointe par une prime, le plus souvent prédéterminée, payée à tout ou partie des capacités disponibles ; ils sont communément appelés « paiement de capacité ». Le versement d'une prime de capacité permet ainsi d'engendrer des incitations supplémentaires pour les producteurs à investir.

La fixation du niveau de la prime de capacité constitue le principal levier de ce type de mécanisme, le prix fixé devant permettre de satisfaire l'adéquation de capacité. Différentes méthodes sont utilisées : elles prennent généralement en compte la probabilité de défaillance du système calculée en fonction des offres en énergie des producteurs et de la consommation, le coût de la rupture d'approvisionnement ou le coût de développement d'une nouvelle unité de production.

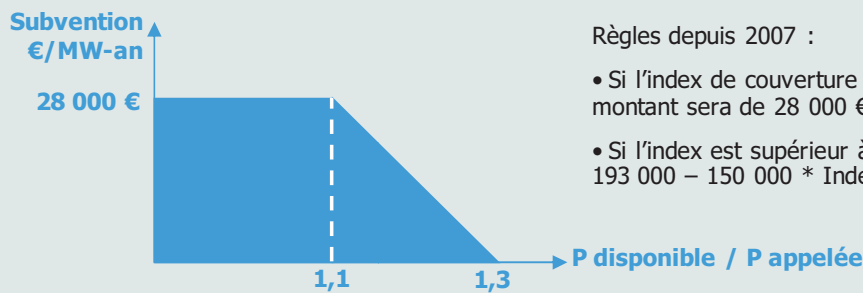
Zoom sur le mécanisme mis en œuvre en Espagne

Un mécanisme de paiement de capacité a été mis en place dès 1998, à la naissance du marché espagnol. Le modèle, considéré comme trop simplifié et peu incitatif pour les investissements en nouvelles capacités a été modifié en 2007.

Le nouveau paiement de capacité désigne deux types de financement : une rémunération de la disponibilité et une incitation financière à l'investissement à long-terme dans de nouveaux moyens de production :

- La rémunération de la disponibilité est payée à toutes les unités disponibles au moment des pics de prix
- L'incitation aux investissements concerne les installations de plus de 50 MW mise en œuvre dans la péninsule ibérique. La rémunération aide à recouvrir les coûts d'investissement, les

installations effectuant des améliorations sur leurs équipements peuvent également en bénéficier. L'aide est versée pendant les 10 premières années de mise en service. Le montant de l'aide est calculé trimestriellement par l'opérateur de système à partir d'un « index de couverture », défini comme le rapport entre la puissance disponible et la puissance consommée en période de pointe. Les installations doivent fournir une puissance disponible en moyenne sur l'année supérieure ou égale à 90% de la puissance nette dans les périodes de forte consommation.



10.3.3 Les mécanismes de sécurisation par les quantités

Ces mécanismes reposent sur une approche duale des précédents : le niveau d'adéquation à atteindre est fixé au préalable et le marché envoie des signaux de prix aux acteurs en vue d'atteindre le niveau de capacité désirée. Il existe schématiquement deux grands types de mécanismes permettant de sécuriser l'approvisionnement en électricité par les quantités : les réserves stratégiques de capacités et les marchés de capacité.

10.3.3.1 Les réserves stratégiques de capacités

Ce mécanisme consiste à réserver *ex ante* une certaine quantité de capacités de production ou d'effacement : le gestionnaire de réseau contractualise avec les détenteurs de capacités un droit de mobiliser certaines capacités qui, sauf accord particulier, ne seront pas disponibles sur le marché de l'électricité. Le montant de cette réserve contractuelle de capacités est fixé et approuvé par les pouvoirs publics.

Cette approche a été adoptée par plusieurs pays d'Europe du Nord (Norvège, Suède, Finlande).

Zoom sur le mécanisme suédois

En Suède, le mécanisme de réserves stratégiques est opérationnel depuis 2003. Il comprend un processus d'appel d'offres où le gestionnaire de réseau achète jusqu'à 2000 MW de capacités pouvant être utilisées pendant les périodes de pointe hivernales. Ce volume maximum est défini par la loi. L'appel d'offres est ouvert à la fois aux producteurs et aux détenteurs de capacités d'effacement.

Depuis la mise en œuvre du mécanisme, le coût par kWh découlant des appels d'offres est relativement faible et les capacités de réserves ne sont pas utilisées tous les ans ; la pointe d'électricité étant fortement liée aux variations de températures en Suède, les conditions climatiques ne nécessitent pas toujours un appel aux réserves stratégiques.

Ce mécanisme était initialement prévu pour une période de 5 ans ; il a été prolongé jusqu'en 2020. Une réduction progressive des capacités de réserves et une part plus importante accordée aux capacités d'effacement ont été proposées pour la période 2011-2020, le gouvernement suédois visant un retour à un marché « pure énergie ».

10.3.3.2 Les marchés de capacité

Présentation générale des marchés de capacité

Ces mécanismes reposent sur une obligation pour les fournisseurs de disposer de garanties de capacité permettant d'assurer l'équilibre global offre-demande.

Les détenteurs de capacité de production et d'effacement se voient attribuer, après certification de leurs capacités, des crédits ou certificats qu'ils mettent à disposition des fournisseurs, soit directement (autofourniture, contrats bilatéraux) soit indirectement (marché organisé, enchère).

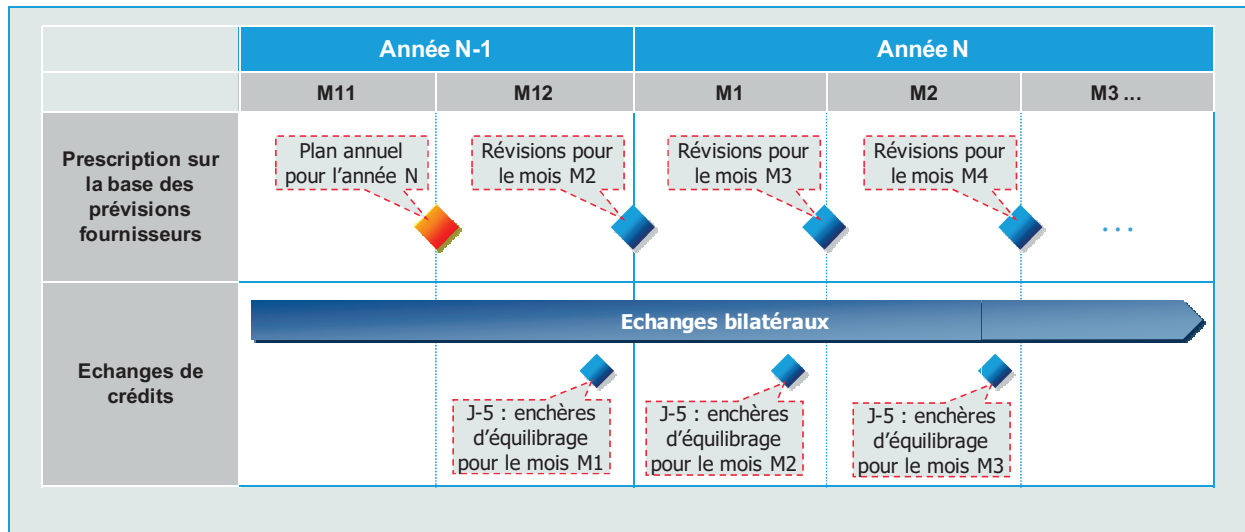
Des contrôles et une pénalisation incitative sont généralement mis en place pour garantir le bon fonctionnement du mécanisme et la sécurité d'approvisionnement.

Des modèles de marchés variés ont été mis en œuvre

De nombreux modèles de marchés sont possibles ; des choix très différents ont été effectués en fonction des objectifs du mécanisme et des particularités de chaque secteur électrique. Les choix principaux reposent sur le niveau de centralisation du mécanisme, l'horizon de temps concerné, le périmètre du mécanisme.

Zoom sur le modèle de marché mis en œuvre sur la zone Midwest (MISO, Etats-Unis)

Sur MISO, un mécanisme de capacité a été mis en place en 2009. Le mécanisme de capacité de MISO repose principalement sur les échanges bilatéraux. Il appartient aux fournisseurs de se couvrir de leurs obligations, soit en faisant certifier leurs propres moyens de production, soit en associant à leurs contrats long-terme des crédits de capacité correspondant, soit en achetant des crédits en bilatéral. Une enchère est également organisée, mais seulement 5 jours avant l'échéance mensuelle, et ne sert donc que pour les équilibrages résiduels des acteurs.



- La **fixation du prix** de capacité

L'efficacité des marchés de capacité repose en partie sur les signaux de prix envoyés aux acteurs, ces derniers devant inciter les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. En théorie, le prix de capacité doit être élevé en situation de déficit prévisionnel de capacité et tendre vers zéro en cas de surcapacité.

Dans certaines régions (Californie, Southwest Power Pool), le prix de capacité est défini dans le cadre d'échanges bilatéraux entre les acteurs. Dans un marché avec fournisseurs actifs, un prix de référence peut être défini pour apporter de la visibilité aux acteurs, ce prix peut représenter le coût d'installation d'une centrale de pointe de référence (exemple sur Western Australia : une turbine à gaz de capacité 160 MW).

Dans les marchés avec acheteur unique, des mécanismes d'enchères permettent de définir le prix. Dans le cas d'une enchère inversée classique, une courbe de demande est définie et les offreurs de capacité disposent d'un temps limité pour faire des propositions de prix de manière compétitive. Le prix peut ensuite être déterminé suivant deux méthodes :

- Les enchères à prix unique (ou prix marginal) : le prix est unique pour tous les acteurs. Il se déduit de l'agrégat de toutes les positions d'achat et de vente. Cette méthode est la plus utilisée.
- Les enchères avec paiement à prix d'offre: toutes les positions d'achat et de vente sont également agrégées mais dans ce cas, les vendeurs sont payés au prix d'offre pour chaque unité remportée et les acheteurs paient un prix moyen pondéré.

Dans le cas d'enchères descendantes, un prix de départ est déterminé et est ensuite descendu par paliers successifs pour permettre aux ressources de décider du maintien de leur offre au niveau du prix du palier de l'enchère. Lorsque le volume d'offre résiduel permet de satisfaire la demande sans excédent, l'enchère s'arrête et le prix du palier devient le prix d'exercice. Ce mécanisme d'enchères descendantes est utilisé dans la région Nouvelle-Angleterre au Nord-Est des Etats Unis. 7 tours d'enchères ont eu lieu pour contractualiser la capacité nécessaire à la période de livraison 2013-

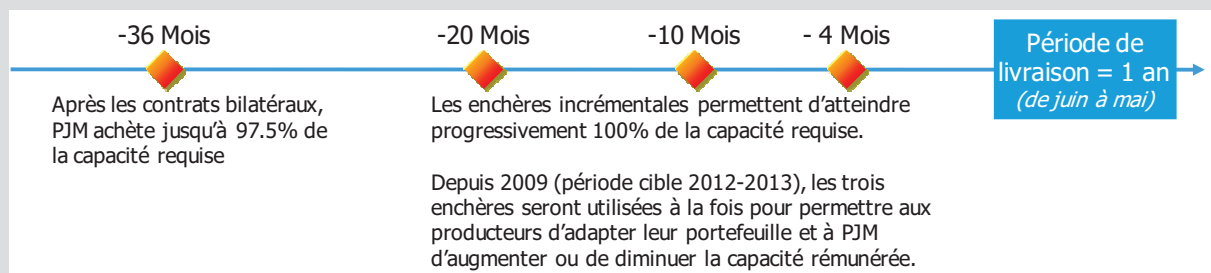
2014 ; le prix de départ était égal à 2 fois le prix marginal d'une turbine à gaz et a été progressivement abaissé jusqu'à 0,6 fois ce prix de référence.

Le prix de capacité peut également dépendre de la localisation. C'est le cas sur certains marchés Américains : des zones spécifiques ont été créées afin de prendre en compte les exigences de capacités locales.

Enfin, des dispositions régulatrices particulières ont été mises place sur certains marchés pour répondre aux finalités du mécanisme : plafonds sur les prix d'offres pour les capacités existantes et compensations financières pour éviter les doubles rentes, garantie de prix sur plusieurs années pour les capacités en projet pour limiter les risques financiers.

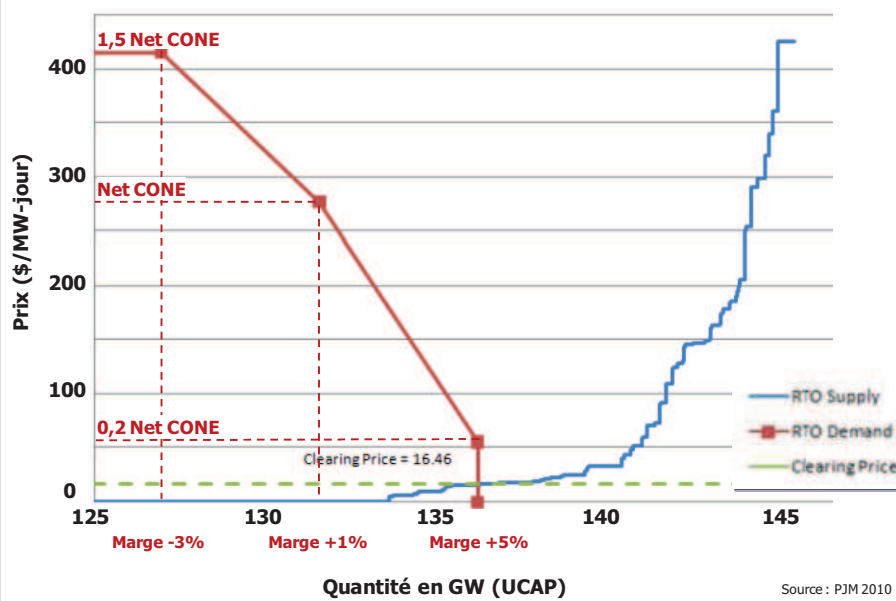
Zoom sur le modèle de marché mis en œuvre sur le marché Pennsylvania-New Jersey- Maryland (PJM, Etats-Unis)

Sur PJM, un mécanisme d'enchères de certificats de capacité avec acheteur unique, appelé Reliability Pricing Model (RPM), a été mis en place à partir de 2007. Le modèle de marché repose sur une enchère principale 3 ans avant la période de livraison, qui permet de contractualiser 97,5% de la capacité prévisionnelle requise, et 3 enchères incrémentales permettant aux acteurs de se rééquilibrer et d'atteindre la capacité totale requise.



Pour réduire la volatilité des prix de la capacité, une courbe de demande administrée est définie à partir du « Net CONE », de la quantité ciblée pour l'enchère et de la marge nécessaire à la sûreté. Le Net CONE correspond au coût net de la capacité pour un nouvel entrant, il est égal aux coûts de développement d'une turbine à combustion de référence auxquels sont soustraits les revenus anticipés sur les marchés court-terme. La marge est déterminée de façon à ce que la probabilité d'incident majeur ne dépasse pas une occurrence tous les 10 ans.

La courbe d'offre est définie à partir des positions des offreurs de capacités. Exemple pour la période de livraison 2012-2013:



Les coûts de contractualisation sont attribués aux fournisseurs *ex post*, puis en définitive aux clients finals. Pour un consommateur industriel raccordé au réseau de transport, le terme capacité représentait en 2009 20% de sa facture.

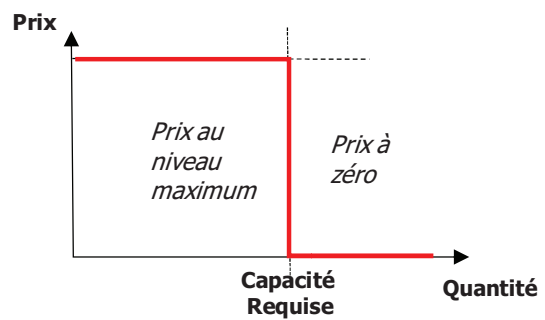
Category	\$/MWh	Percent
Load Weighted Energy	\$39.05	70.2%
Capacity	\$10.75	19.3%
Transmission Service Charges	\$4.00	7.2%
Operating Reserve (Uplift)	\$0.49	0.9%
Reactive	\$0.36	0.7%
Regulation	\$0.34	0.6%
PJM Administrative Fees	\$0.31	0.5%
Transmission Enhancement Cost Recovery	\$0.09	0.2%
Transmission Owner (Schedule 1A)	\$0.08	0.2%
Synchronized Reserves	\$0.05	0.1%
Black Start	\$0.02	0.0%
RTO Startup and Expansion	\$0.01	0.0%
NERC/RFC	\$0.01	0.0%
Load Response	\$0.00	0.0%
Transmission Facility Charges	\$0.00	0.0%
Total	\$55.58	100.0%

- La **détermination de la demande** dans le cas d'un marché avec enchère obligatoire : demande fixe ou courbe administrée (en vigueur sur PJM).

1. La demande est fixe

Les principales caractéristiques de cette approche :

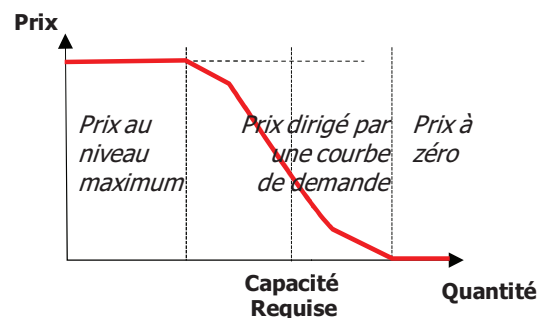
- Définition de la quantité de capacité requise sur la base d'études prévisionnelles
- Le prix de la capacité est défini par le marché



2. La demande est administrée et suit une courbe descendante

Les principales caractéristiques de cette approche :

- Une courbe définie avec l'ensemble des acteurs suivant des critères économiques pour le prix et sur la base d'études prévisionnelles pour la quantité requise
- Le marché peut acheter une capacité inférieure ou supérieure à la capacité requise si le prix est respectivement fort ou faible



• Définition des obligations de capacité

Le besoin de capacité est déterminé de manière à atteindre l'objectif de sécurisation d'approvisionnement en électricité. Les caractéristiques de chaque marché, notamment la structure de la consommation, le mix énergétique et les interconnexions peuvent influencer sur la définition du besoin de capacité. Ainsi sur certains marchés, des besoins de capacités différents ont été définis en fonction du type de capacité et de leur disponibilité.

De façon générale, le besoin de capacité est défini soit suivant une méthode dite « ascendante », soit suivant une méthode « descendante ».

Dans le cadre d'une approche « ascendante », une prescription globale, à la maille du marché, est d'abord élaborée. Un appel d'offres est généralement organisé par le gestionnaire du réseau de transport en vue de contractualiser les capacités à hauteur de la prescription. Dans un second temps, les coûts de contractualisation sont affectés aux fournisseurs selon une clef de répartition définie à partir de la contribution à la pointe de chaque fournisseur. Le rôle des fournisseurs est dans ces conditions limité à celui de financeur du dispositif. Ils n'interviennent pas directement sur le marché.

Dans le cadre d'une approche « descendante », il appartient aux fournisseurs de se couvrir de leurs obligations sur la base de leurs propres prévisions de consommation et d'un critère fixé par les pouvoirs publics.

Zoom sur le mécanisme de capacité mis en œuvre dans l'Etat d'Australie Occidentale

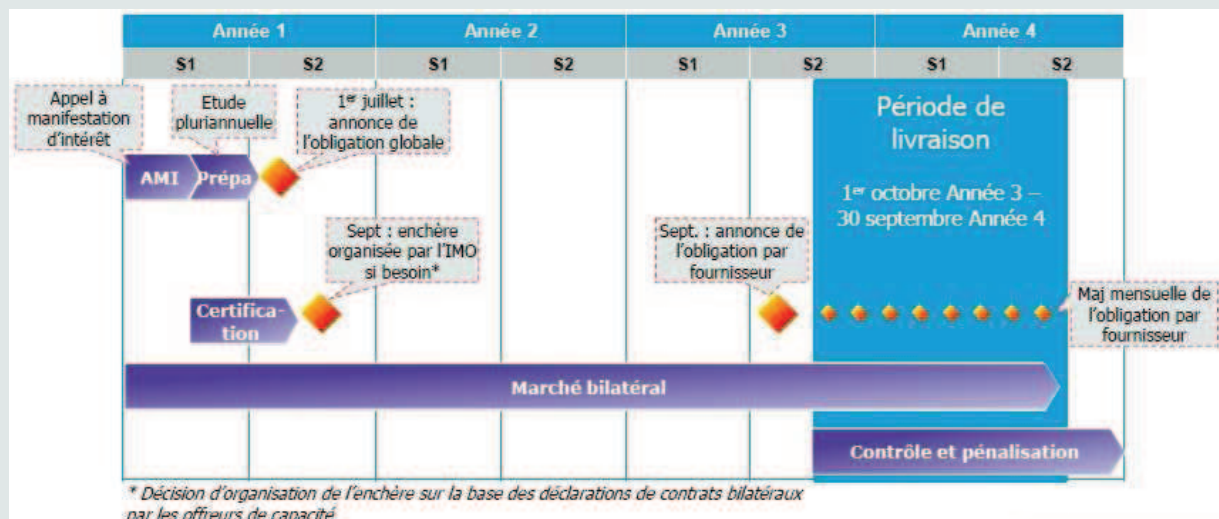
Un mécanisme de capacité a été mis en place en lien avec l'ouverture progressive du secteur à la concurrence, accompagnée de l'instauration d'un plafond relativement bas des marchés de l'énergie. Maillon central du secteur, un opérateur de marché indépendant, distinct du gestionnaire de réseau de transport, gère le marché de l'énergie.

Dans ce dispositif, l'opérateur de marché détermine le besoin global de capacité. Il répartit ensuite les obligations de capacité entre les fournisseurs par des calculs successifs, mis à jour pour plus de justesse, au plus près de la période de livraison. D'un point de vue financier, les transferts entre acteurs sont réalisés via des contrats bilatéraux.

Quatre ans avant la période de livraison, IMO publie un rapport sur l'équilibre offre-demande, précisant les besoins de capacité à cette échéance. Les détenteurs de capacité et les porteurs de projets répondent à un appel à manifestation d'intérêt pour que leurs unités soient certifiées.

A ce stade, les obligations détaillées de chaque fournisseur ne sont pas connues. Les fournisseurs fondent donc leur stratégie de couverture sur leur connaissance de l'objectif global et sur leurs propres prévisions concernant les caractéristiques de leurs portefeuilles. Ils échangent bilatéralement des certificats avec les détenteurs de capacité, avec obligation pour ces derniers d'en informer l'opérateur de marché.

Un mois avant le début de la période de livraison, l'opérateur de marché publie les obligations individuelles des fournisseurs. Pendant un an, ces obligations sont mises à jour mensuellement et des sessions organisées de marché sont tenues pour permettre aux fournisseurs d'ajuster leurs positions respectives.



Les autorités d'Australie Occidentale ont souhaité différencier les besoins de capacité. Les procédures de certification des capacités varient donc selon leur caractère pilotable ou intermittent, leur durée annuelle de disponibilité, leur puissance installée et selon qu'ils s'agissent de capacités de production ou d'effacement. A titre d'exemple, les installations de moins d'1 MW peuvent être

réalisées plus tardivement, du fait de leurs délais de construction réduits.

La prescription prend également en compte une segmentation des capacités. Le besoin global est réparti en 4 classes de disponibilité des installations, une classe de grande disponibilité pouvant répondre également à des moindres besoins de disponibilité. Grâce à cette mesure, la part du besoin global de capacité accessible aux effacements est transparente pour l'ensemble des acteurs.

Au terme de la phase de certification, si l'opérateur de marché constate un volume trop faible de capacités contractualisées bilatéralement (existantes ou en projet) pour la période de livraison, il organise une enchère à prix unique pour l'intégration des unités manquantes.

- **Les garanties de capacités**

Les différents mécanismes de capacité actuellement opérationnels s'accordent sur une première étape identique et obligatoire pour pouvoir participer au mécanisme : la certification des capacités.

La certification est un des points clefs du mécanisme et les règles adoptées doivent être cohérentes avec la définition du besoin de capacité. La certification prend généralement en compte le service rendu par la capacité au regard de l'adéquation de capacité et des conditions minimales peuvent être définies pour participer au mécanisme : durée de disponibilité, nombre d'appel possible, puissance disponible minimum, etc.

Des contrôles et une pénalisation incitative ont le plus souvent été mis en place pour s'assurer de la tenue des engagements des détenteurs de capacité.

Zoom sur les garanties de capacité sur PJM

Le mécanisme mis en œuvre sur PJM repose sur la notion de disponibilité effective des capacités à la pointe : la capacité UCAP (Unforced Capacity) est déterminée à partir de la capacité installée (ICAP) et de la probabilité de défaillance du groupe (EFORD) : $UCAP = ICAP \times (1 - EFORD)$. La probabilité de défaillance est encadrée pour chaque groupe, en fonction des performances des années précédentes pour les moyens existants et de valeurs normatives par filière pour les capacités en projet. Pour les moyens existants, les offreurs de capacités s'engagent sur un niveau de disponibilité qui doit nécessairement être supérieur à la disponibilité moyenne mesurée sur les 5 dernières années.

Afin d'évaluer l'ensemble des engagements fixés aux offreurs de capacité, un système de contrôle et de pénalisation des offreurs de capacité a été mis en place. Quatre types de contrôles sont effectués pour les capacités de production :

- Un contrôle de la disponibilité globale pour vérifier la disponibilité de la capacité UCAP contractualisée lors des enchères.
- Un contrôle de la disponibilité à la pointe. La pointe est définie comme une période de 500h réparties sur les périodes d'été et d'hiver.
- Un contrôle de la capacité installée. Pour ce contrôle, les producteurs sont responsables

d'effectuer des tests de puissance maximale et de fournir l'ensemble des résultats à l'opérateur de système.

- Un contrôle des arrêts planifiés pendant la saison de pointe. Les arrêts planifiés réalisés pendant la saison de pointe doivent être justifiés et avoir été validés par PJM. La saison de pointe est définie comme une période de 12 semaines entre juin et septembre.

Deux types de contrôles sont effectués pour les capacités d'effacement :

- Un contrôle de puissance effacée lors des appels à la demande de PJM entre juin et septembre. Les détenteurs de capacités d'effacement doivent fournir le détail des effacements réalisés client par client à l'opérateur de système. Les données sont ensuite consolidées au niveau du périmètre de chaque détenteur de capacité.
- Un contrôle permettant de vérifier que les capacités certifiées soient en mesure de s'effacer conformément à leur certification, en cas d'absence d'appel d'effacement par PJM.

Pour inciter le respect des engagements des offreurs, les contrôles sont assortis de pénalités. Pour les capacités de production, la pénalité est égale à la capacité manquante multipliée par 1,2 (soit une pénalité de 20%).

- **Gestion des interconnexions**

La gestion des interconnexions est intimement liée aux caractéristiques du marché et est abordée de manière très différente en fonction de celles-ci. La question ne se pose évidemment pas sur les marchés isolés ou très peu interconnectés (comme par exemple Western Australia). Inversement, elle a toute son importance sur les marchés très interconnectés.

Zoom sur la gestion des interconnexions sur New England

Sur ce marché du Nord-Est des Etats-Unis, les interconnexions avec les marchés voisins jouent un rôle important dans la définition de l'obligation de capacité et les garanties de capacités :

- L'obligation globale, qui correspond au besoin de capacité sur l'ensemble du marché pour la période considérée, est calculée en retirant une capacité appelée « tie benefit », égale à la capacité de secours pouvant provenir des marchés voisins. Cette capacité de secours est déterminée suivant une méthode probabiliste permettant de respecter le critère de sécurité d'un évènement majeur tous les 10 ans sur chacune des zones voisines (Québec, New Brunswick and New York).
- Les capacités étrangères peuvent participer au mécanisme de capacité à condition de justifier un engagement ferme de fourniture d'énergie sur New England, l'énergie ne peut alors pas être rappelée et fournie sur un autre marché.

- **La maîtrise du revenu des offreurs de capacité**

Les mécanismes de capacité interviennent en complément de marchés de l'énergie pour apporter à certaines installations (notamment de pointe) des revenus complémentaires pour assurer une couverture de leurs coûts fixes.

D'un marché à l'autre, le périmètre couvert par le dispositif de capacité fluctue. Si certains marchés intègrent l'ensemble des capacités de production, d'autres privilégient des mécanismes centrés sur les installations à construire pour garantir l'équilibre offre-demande à moyen terme. Dans les deux cas, l'articulation des mécanismes énergie et capacité pour stimuler l'investissement s'est avérée une préoccupation importante des autorités de contrôle : en vue de préserver la compétitivité globale du système électrique, ces marchés ont veillé à ce que l'ajout d'un mécanisme de capacité n'engendre pas de double revenu pour les capacités développées et, *in fine*, de coût répercuté deux fois sur la facture des consommateurs.

Des solutions contrastées ont vu le jour selon les différents marchés : certains privilégient une régulation très intrusive en imposant des audits réguliers des revenus des installations de production par le régulateur du marché pour garantir qu'elles ne bénéficient pas de doubles revenus ; d'autres privilégient un recours à des outils de marché complémentaires.

Zoom sur les certificats de capacité au ISO-NE, instruments de régulation

Sur ce marché du Nord-Est des Etats-Unis, la maîtrise des revenus des installations développées à l'aide du mécanisme de capacité repose sur la construction du produit capacité échangeable sur le marché :

- Le produit capacité est d'abord un produit physique. La ressource doit offrir sa capacité à toutes les heures mais est pénalisée pour non disponibilité pendant les heures critiques. Afin d'inciter au respect des engagements, la pénalité pour défaut de disponibilité est lourde.
- En complément, le produit capacité a également une dimension financière. Le certificat inclut une option d'achat à terme qui réduit le revenu de capacité à partir d'un prix seuil sur le marché de l'énergie, fixé administrativement.

• Les délais de mise en œuvre d'un mécanisme de capacité

On constate sur les différents mécanismes existants des délais de mise en œuvre variables. S'ils dépendent évidemment des contextes législatifs et administratifs locaux, ces délais sont largement influencés par la complexité des mécanismes.

Marché concerné	Délais observés	Commentaires
<i>PJM</i>	Cadrage du RPM publié en 2004. 1 ^{ère} enchère réalisée en 2007 pour livraison en 2010	Nombreuses modifications profondes du mécanisme.
<i>ISO-NE</i>	6 ans pour mettre en œuvre le système	4 ans nécessaires à la définition du mécanisme
<i>Western Australia RCM</i>	Réforme du marché initiée en 2003. 1 ^{ère} session du mécanisme de capacité tenue en 2005 pour livraison en 2007.	Le RCM est l'une des briques d'une plus vaste réforme du marché de l'électricité local

Délais observés pour la mise en place de mécanismes de capacité

10.4 Synthèse des principaux retours des acteurs à la consultation du rapport

Treize acteurs ont déposé des contributions sur le site en réaction au rapport écrit par RTE. La synthèse des principaux retours sur le projet de rapport ont été présentés lors d'une réunion plénière le 23 Septembre 2011.

10.4.1 Modèle de marché

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Permettre aux fournisseurs intégrés de « netter » leurs positions acheteuse et vendeuse de garanties de capacité	EDF	<ul style="list-style-type: none"> Seuls les excédents transitent par le marché dans le modèle préconisé par RTE 	Prévu dans le modèle préconisé
En complément d'un marché pour les capacités existantes, les nouvelles capacités sont contractualisées par un acheteur unique	EON	<ul style="list-style-type: none"> Un dispositif d'acheteur unique « de secours » existe déjà: la PPI 	Compatible avec le modèle préconisé
Garantir des revenus sur plusieurs années (a minima 5 années) pour les nouvelles capacités	GDF SUEZ, EON, Energy Pool	<ul style="list-style-type: none"> Début du processus de certification jusqu'à 6 ans avant la période de livraison rendant possible des contrats bilatéraux pluriannuels Dans le prolongement de la loi, le risque prix est porté par les acteurs de marché 	Compatible avec le modèle préconisé
Permettre des échanges de certificats en cours d'année de livraison et organiser une session d'équilibrage ex post	EON		Compatible avec le modèle préconisé, à instruire
Le dispositif doit distinguer les capacités souffrant d'« argent manquant » pour éviter un effet d'aubaine considérable	UNIDEN	<ul style="list-style-type: none"> Seuls les excédents transitent par le marché dans le modèle préconisé par RTE Ne doit pas conduire à exonérer les autres capacités d'engagements d'effectivité et de disponibilité Question de la régulation, éventuellement intrusive, à instruire plus largement, ainsi que la répercussion aux clients finals 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Éviter une double rémunération abusive	UNIDEN, DIRECT ENERGIE	<ul style="list-style-type: none"> Modalités à définir Le modèle préconisé par RTE permet d'éviter une rémunération de l'ensemble des capacités au coût marginal, proche de celui d'un nouveau moyen 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire
Acquérir l'ensemble des capacités par un acheteur unique via plusieurs enchères incrémentales	POWEO, ENERGY POOL	<ul style="list-style-type: none"> problème de compatibilité avec la loi Couverture progressive incluse dans le mécanisme préconisé Coûts très importants pour le consommateur (totalité des capacités valorisées au prix marginal) Risques financiers importants pour la collectivité 	Partiellement prévue par le modèle préconisé
Révéler au consommateur final un signal-prix de référence unique	UFE	<ul style="list-style-type: none"> Faire participer le consommateur à l'approvisionnement en capacité est légitime mais ne nécessite pas un prix unique Dans cette optique, nécessité d'indiquer sur la facture du consommateur sa consommation en capacité. Or, avec un acheteur unique, la capacité contractualisée ne correspond pas à la capacité consommée. Pas d'impact sur la capacité contractualisée (figée 4 ans à l'avance) 	La fixation des prix relèvent des fournisseurs (offres libres) ou des pouvoirs publics (TRV)
Obliger l'ensemble des capacités à transiter explicitement sur le marché (pas d'autofourniture) pour éviter des abus de position dominante	POWEO	<ul style="list-style-type: none"> Surveillance nécessaire avec éventuellement une traçabilité comptable des échanges d'autofourniture 	Incompatible avec le modèle préconisé, à instruire dans la surveillance du mécanisme

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Acquisition obligatoire par un acheteur unique, 4 ans à l'avance, des capacités	EDF	<ul style="list-style-type: none"> Problème de compatibilité avec la loi (fournisseurs passifs) Le volume, figé 4 ans à l'avance, n'intègre pas les évolutions de la consommation ce qui n'incite pas à la maîtrise de la consommation et aux développements des effacements Surcoûts importants Risques financiers importants pour la collectivité 	Incompatible avec le modèle préconisé si caractère obligatoire mais possible regroupement au sein d'un Responsable d'équilibre en capacité
Mise en place d'un prix plancher	Energy Pool	<ul style="list-style-type: none"> Surcoûts importants du fait d'un maintien potentiel d'une surcapacité Possibilité pour les capacités en projet de contractualisation pluriannuelles 	Incompatible avec le modèle préconisé
Organiser une enchère combinatoire	GDF SUEZ	<ul style="list-style-type: none"> Mêmes défauts qu'un acheteur unique en général Nécessité d'une régulation très intrusive sur les caractéristiques techniques des différents moyens Incompatible avec un démarrage rapide du mécanisme 	Incompatible avec le modèle préconisé
Mise en place d'un paiement de capacités centré les capacités souffrant d'« argent manquant »	ALPIQ	<ul style="list-style-type: none"> Incompatible avec la loi NOME 	Incompatible avec la loi NOME
Garantir la répercussion du coût en « pass through » au consommateur final	ALPIQ	<ul style="list-style-type: none"> Déresponsabilisation complète des fournisseurs sur la consommation de leur clients à la pointe. Abouti à un paiement de capacité déguisé 	Non prévu par la loi NOME

10.4.2 Garanties de capacité

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Associer étroitement les GRDs à la détermination des obligations des fournisseurs,	GRDs	<ul style="list-style-type: none"> Le rôle actif des GRDs, acteurs essentiels pour le bon fonctionnement du mécanisme, doit être spécifié par une relation contractuelle précise et un financement adéquat 	Prévu dans le modèle préconisé
Inciter de manière optimale les fournisseurs « thermosensibles » à la maîtrise de la demande	EON	<ul style="list-style-type: none"> Les fournisseurs ayant des clients thermosensibles doivent contribuer à la hauteur des risques qu'ils génèrent sur le système La température de référence est une température extrême permettant de prendre en compte la thermosensibilité des portefeuilles, tout en normalisant l'aléa climatique de sorte que le volume d'obligations ne dépende pas de la réalisation de cet aléa une année donnée 	Prévu dans le modèle préconisé
Redistribuer gratuitement les certificats issus de l'OA entre les fournisseurs, au prorata de leurs obligations	EON	<ul style="list-style-type: none"> Présence de toutes les garanties sur le marché nécessaire pour ne pas perturber la couverture des besoins par les fournisseurs Faire transiter explicitement ces garanties sur le marché, à conditions financières régulées pourrait améliorer la liquidité du marché 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire
La consommation de base doit être exclue du paiement de la rémunération de capacité	UNIDEN	<ul style="list-style-type: none"> L'ARENH cadre les conditions financières d'approvisionnement en capacité pour ces consommations L'intégralité de la consommation doit être couverte pour assurer la sécurité d'alimentation 	Compatible avec le modèle préconisé, à préciser

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Ne pas considérer que la « pointe hivernale » mais dimensionner l'obligation et les produits de capacité autour des « tensions capacitaires »	Energy Pool	<ul style="list-style-type: none"> Dans le prolongement des travaux du GT Pointe, le mécanisme a vocation, de traiter, dans un premier temps, les périodes de plus forte consommation nationale 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire dans un deuxième temps
Les garanties de capacités dont doivent justifier les fournisseurs sont requises d'avance	VOLTALIS	<ul style="list-style-type: none"> Déjà possible dans le modèle préconisé par RTE ... Avec une liberté de contractualisation laissée aux acteurs de marché 	A instruire
Déterminer l'obligation des fournisseurs sur la base d'un Facteur d'Usage déformé à la pointe	POWEO	<ul style="list-style-type: none"> Réflexion à instruire plus largement en appuyant les modes de calculs sur les fonctionnalités de Linky 	A instruire
Le tarif de cession inclut le coût d'approvisionnement en capacité des ELDs	ELE		Voir cadre réglementaire

10.4.3 Obligations des fournisseurs

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Autoriser le regroupement de capacités issues d'entités juridiques différentes au sein du même périmètre	EON	<ul style="list-style-type: none"> Notion de « responsable d'équilibre en puissance » Facilite l'accès au marché de capacités de petite taille (cogénération, petit hydraulique, effacement...) 	Prévu dans le modèle préconisé
L'un des objectifs majeurs du mécanisme de capacité est de stimuler le développement des effacements de consommation en leur apportant un mécanisme de valorisation juste et efficace	Energy Pool	<ul style="list-style-type: none"> Les effacements peuvent être certifiés jusqu'à une échéance proche de la période de livraison Calcul des obligations des fournisseurs sur la base de la consommation de leur client, sans dilution Opportunité de valoriser des actions de maîtrise de la pointe comme réduction de l'obligation, à un niveau équivalent aux capacités certifiées 	Prévu dans le modèle préconisé
Les capacités doivent être évaluées en combinant des calculs (de gradient thermique notamment) et des observations réalisées	VOLTALIS	<ul style="list-style-type: none"> Sujet mentionné dans le rapport qui sera instruit en détail dans la suite des travaux. Cohérent sur le principe, les modalités pratiques sont à définir 	Prévu dans le modèle préconisé, à instruire
Ne pas conditionner les engagements des offreurs aux données historiques du GRT si l'historique est restreint	ALPIQ	<ul style="list-style-type: none"> Les engagements des offreurs sont encadrés par des données d'historiques ou des valeurs conventionnelles par filière (peut correspondre à des cas d'historique restreint). L'offreur de capacité peut aussi volontairement prendre un engagement plus élevé 	Prévu dans le modèle préconisé, à instruire

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Les GRD doivent garder la maîtrise des appels de capacités sur le RPD	GRDs	<ul style="list-style-type: none"> Modalités à définir Travaux à instruire dans un cadre plus large que le mécanisme de capacité 	A instruire
Les capacités qui ne sont pas utilisées pour couvrir une quelconque obligation de capacité ne sont pas soumises à un engagement de disponibilité	EON	<ul style="list-style-type: none"> Vigilance nécessaire car ne doit pas rendre la participation au mécanisme facultative Les modalités de pénalisation pourraient offrir la souplesse recherchée 	A instruire
Prendre en compte les paramètres économiques des capacités dans le cadre de la certification	GDF SUEZ	<ul style="list-style-type: none"> Fausserait la concurrence entre moyens et entre opérateurs Aucun bénéfice sur la sécurité d'alimentation 	Incompatible avec le modèle préconisé
Définir ex ante la période de suivi des engagements de disponibilité, par exemple sur 3 mois	Producteurs de l'UFE	<ul style="list-style-type: none"> Fortes modulations de disponibilité des disponibilités sur une telle période (exemple: nucléaire) Nécessité de vérifier ex post la disponibilité des moyens sur les heures les plus chargées 	Incompatible avec le modèle préconisé
RTE pourrait être le responsable d'un signal d'Extrême Pointe	VOLTALIS	<ul style="list-style-type: none"> Les acteurs disposent des mêmes informations que RTE sur la consommation prévisionnelle (données météorologiques et publication des prévisions de consommation de RTE) Fort impact sur les marchés de l'énergie 	Dépasse le cadre du mécanisme de capacité

10.4.4 Prise en compte des interconnexions

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Permettre la participation explicite des capacités étrangères	GDF SUEZ	<ul style="list-style-type: none"> Permettrait de réduire les pouvoirs de marché et d'augmenter la liquidité du marché Des modalités difficiles à mettre en œuvre à court terme mais l'objectif peut être prévu: définition de critères pour une intégration ultérieure de ces capacités 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire
Viser une convergence des mécanismes de capacité à terme au sein de la zone CWE	EON	<ul style="list-style-type: none"> Dans un premier temps, le mécanisme doit répondre à la volonté du législateur français La prescription s'exprime sous la forme d'un taux de marge à une température de référence, permet donc un élargissement du mécanisme à la plaque CWE 	Compatible avec le modèle préconisé, à instruire

10.4.5 Pénalités et Sanctions

Proposition	Acteurs	Commentaires	Prise en compte
Reverser les sommes des pénalités/sanctions aux acteurs ayant atteint leur obligations/engagements	EON	<ul style="list-style-type: none"> Rester dans un cadre incitant les acteurs à rehausser leurs engagements pour valoriser plus de certificats La question de la destination des fonds perçus au titre des pénalités et sanctions doit être instruite 	A instruire
Rendre les sanctions des fournisseurs libérateurs de toute responsabilité en cas de défaillance du système	ALPIQ	<ul style="list-style-type: none"> Cette décision appartient aux pouvoirs publics 	A instruire
Le marché de l'énergie donne les incitations pour que la disponibilité des capacités lors des périodes de pointe soit maximisée. Il n'est donc pas nécessaire de rajouter un système de pénalités pour non respect de la disponibilité cible.	EDF	<ul style="list-style-type: none"> Incompatible avec la loi Menace sur la sécurité d'alimentation Déresponsabilisant pour les opérateurs Un engagement non pénalisé serait fictif Un tel mécanisme de capacité n'apporte aucune plus value par rapport au système actuel 	Incompatible avec le modèle préconisé

10.5 Contributions écrites des acteurs sur le projet de rapport publié le 5 Juillet

1. ALPIQ - 02-09-2011 - Position d'Alpiq France
2. Direct Energie - 02-09-2011 - Réponse au projet de rapport RTE
3. EDF - 02-09-2011 - Remarques EDF sur projet de rapport
4. ELE - 02-09-2011 - Contribution
5. Energy Pool - 05-09-2011 - Commentaires
6. EON - 02-09-2011 - Contribution
7. EPEX SPOT - 01-09-2011 - Commentaires
8. GDFSUEZ - 02-09-2011 - Commentaires
9. GRD - 02-09-2011 - Reponse
10. POWEO - 02-09-2011 - Retours
11. UFE - 02-09-2011 - Commentaires producteurs et fournisseurs de l'UFE
12. UNIDEN - 09-09-2011 - Remarques
13. Voltalis - 02-09-2011 - Contribution

Sujet	Réponse d'Alpiq France au projet de rapport RTE sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité
Date	2 septembre 2011
Destinataire	RTE

Remarques préalables :

Alpiq France remercie RTE pour la qualité de la concertation menée au sein du CURTE concernant le mécanisme de capacité.

RTE a fait le choix de présenter aux acteurs en première lecture des orientations n'ayant pas fait l'objet d'un consensus lors des travaux du CURTE, en particulier en ce qui concerne le choix du modèle de marché de capacités. Alpiq regrette ce choix eu égard notamment au consensus de l'ensemble des fournisseurs sur la pertinence d'un marché centralisé avec acheteur unique adapté à la réalité concurrentielle et structurelle du marché de l'énergie et de la production en France.

Alpiq France
15/19 rue Louis le
Grand
FR-75002 Paris
www.alpiq.fr

Les travaux du CURTE ont porté principalement sur l'obtention d'un consensus sur le choix du modèle de marché et n'ont donc pas permis de décrire précisément les modalités de mise en œuvre d'un tel marché. Il est par conséquent nécessaire de poursuivre la concertation à l'issue de la remise du rapport RTE au ministre avant d'entériner le calendrier de mise en œuvre.

Commentaires d'Alpiq France :

1. Le market design proposé présente une trop grande complexité et ne doit pas aboutir à une sur-responsabilisation des seuls fournisseurs : un modèle d'acheteur unique serait le seul à garantir une équité de traitement

- **Il est regrettable qu'une simple mise en œuvre de paiement de capacité ciblée sur le *missing money*, bien moins complexe qu'un mécanisme de marché organisé et moins sujette au risque de non euro compatibilité, n'ait pas été examinée dans le rapport.**
- **Alpiq préconise la mise en place d'un système simple, dans lequel le GRT est l'unique acheteur de garanties de capacité. Le GRT anticipe le besoin et se charge d'en re-**

facturer le coût aux fournisseurs appliqué aux MW appelés sur le périmètre d'équilibre au-dessus de la puissance ARENH pendant les heures de pointe de référence (200h par an). Un tel système :

- serait conforme à la mission du RTE en termes d'équilibre offre/demande (article 15 de la loi du 10 février 2000) ;
 - serait établi en miroir des responsabilités attachées au responsable d'équilibre : RTE est responsable de l'équilibre physique entre l'offre et la demande. La responsabilité attachée au fournisseur porte uniquement sur le financement du coût des écarts constatés a posteriori, avec simple pénalité libératoire;
 - permettrait de mettre tous les fournisseurs dans des conditions équivalentes face au mécanisme de capacité;
 - résoudrait la question du présumé ARENH (cf. infra §5) qui conditionne l'ensemble de la problématique du mécanisme de capacité.
 - permettrait une formation efficiente du prix de la capacité, toutes les capacités devant transiter par le processus d'achat de RTE.
- En tout état de cause, le choix du modèle de marché de capacités ne doit pas aboutir à faire porter le dispositif par les seuls fournisseurs :
- Les fournisseurs n'ont pas vocation à supporter seuls la gestion du mécanisme tant physiquement que financièrement : la loi prévoit une obligation faite aux fournisseurs mais ne fait pas porter la responsabilité exclusive du mécanisme sur ces mêmes fournisseurs.
 - Faire des fournisseurs des responsables d'équilibres en capacité ne peut s'entendre qu'en tant que responsabilité financière comme pour le mécanisme de responsable d'équilibre en énergie. Les missions que RTE attache aux fournisseurs dans le cadre de la responsabilité d'équilibre en capacité ne sont pas compatibles avec leur activi-

té et les principes du marché de l'énergie en vigueur depuis plus de 10 ans. La responsabilité attachée au responsable d'équilibre en capacité doit être partagée entre les fournisseurs et le gestionnaire de réseau.

- **La question du risque associé à la gestion du coût de l'obligation pour les fournisseurs doit impérativement être traitée** : le dispositif doit clairement sécuriser l'effectivité du "*pass through*" des coûts de l'obligation au consommateur. A ce titre, **aucune garantie n'existe sur le fait que la valeur de toutes les capacités seront effectivement répercutées aux consommateurs finals, et ce au bon niveau.** C'est en particulier vrai sur les tarifs réglementés de vente (TRV), réputés inclure la capacité et devant intégrer à termes la part ARENH : cet alignement prévue dans la NOME a de fortes chances, pour des raisons politiques, de ne pas être respecté et de contribuer au maintien de ciseaux tarifaires. Un autre risque réside dans un changement brutal de tarification pour les segments verts et jaunes en 2016 (disparition des TRV jaunes et verts à cette date) faute d'évolution préalable des tarifs avec une intégration de la valeur de la capacité. **Il est donc impératif qu'une transparence sur la valorisation des capacités dans les TRV soit garantie sous l'égide du régulateur.**

2. Dans l'alternative énoncée dans le rapport RTE entre modèles centralisé et décentralisé, le choix du modèle de marché centralisé est préférable

- **De manière générale, le *market design* proposé par RTE favorise les opérateurs historiques :**
 - l'évolution des parts de marché en termes de fourniture sera bridée par l'évolution des parts de marché en capacité, structurellement favorable aux opérateurs historiques;

- les risques de manipulation de marché (rétention ou manipulation) n'ont pas été traités. En particulier, l'exposition à un risque de prix élevé pour les fournisseurs alternatifs en position d'acheteur de capacité comparativement à l'opérateur historique en position de vendeur de capacités n'a pas été prise en compte;
 - l'anticipation des risques liés à la capacité sera évidemment bien plus aisée pour l'opérateur historique en raison de sa position très dominante sur le marché de la production et sur le marché de la fourniture (possibilité de mise en œuvre aisée de stratégies de gains ou de pertes de clients).
- **Le modèle de marché décentralisé n'est pas satisfaisant à plusieurs égards :**
- il ajoute une **contrainte supplémentaire** sur les fournisseurs difficilement compatible avec l'imaturité du marché de la fourniture;
 - il induit des **surcoûts** liés aux risques de variations du prix des certificats et du volume des portefeuilles clients des fournisseurs de N-4 jusqu'au jour de livraison sans lien avec l'objectif visé, à savoir la minimisation du risque de défaillance.
- **Le modèle de marché centralisé serait mieux adapté à la structure du marché de l'énergie et notamment à la situation concurrentielle du marché de la production :**
- le modèle centralisé avec prescription globale est cohérent avec l'exigence légale prévoyant que *"les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel"*.
 - le modèle centralisé évite l'écueil du modèle décentralisé consistant à se reposer sur les anticipations des fournisseurs à des échéances pour lesquelles leur visibilité de portefeuille est quasi nulle (cf. infra). Le marché décentralisé, au contraire, génère une distorsion de

concurrence en faveur des fournisseurs capables d'anticiper l'évolution de leur portefeuille et d'appréhender l'équilibre offre-demande sur le marché de la capacité en raison de leur position dominante sur le marché de la production.

- le modèle centralisé réduit les risques en termes de prix, de transparence et de pouvoir de marché étant donnée la très forte concentration du marché français de la production en termes de concurrence et le caractère intégré des deux principaux opérateurs de production. Une solution de compromis serait de s'orienter sur un modèle centralisé dont l'évolution vers une architecture décentralisée serait conditionnée au développement de la concurrence sur le marché de la production.
- **L'argument d'une réduction de la surface financière du dispositif en cas de marché centralisé n'est pas recevable.** C'est l'existence d'une autofourniture en capacité qui réduit la surface financière et en aucun cas le modèle de marché centralisé.
 - **La question de la MDE n'est pas discriminante en faveur du modèle décentralisé :**
 - le modèle de marché centralisé génère une incitation à la MDE, un fournisseur ayant intérêt dans le cadre d'un marché de capacités centralisé à faire diminuer la consommation de ses clients pour diminuer son niveau d'obligation in fine ;
 - il manque dans le rapport RTE une évaluation du surcoût engendré par les marges supplémentaires pour chaque fournisseur dans le cas d'un marché décentralisé par rapport à la perte éventuelle qu'un fournisseur aurait si son obligation augmentait à cause des actions de MDE des autres fournisseurs;

3. La clef de répartition sur la base des consommations réalisées avec prise en compte de la thermo-sensibilité est la seule conforme aux objectifs de la NOME

- **La clef de répartition doit permettre une focalisation exclusive sur la sensibilité à la pointe des portefeuilles** sans quoi elle risque de faire contribuer des portefeuilles et donc des consommateurs peu thermosensibles contribuant très marginalement au problème de pointe nationale. Ce biais aboutirait à mutualiser sur tous les consommateurs les risques induits par des choix énergétiques individuels contestables (comme le développement incohérent et dangereux du chauffage électrique). En conséquence :
 - **la proposition de clef de répartition sur la base des consommations réalisées brutes** (mutualisation de la thermo-sensibilité de certains consommateurs sur l'ensemble des fournisseurs, y compris ceux dont les consommateurs ne sont pas thermosensibles) **n'est pas satisfaisante. Elle est contraire aux objectifs assignés par la loi au mécanisme de capacité**, à savoir cibler la sensibilité à la pointe ;
 - **la proposition de clef de répartition sur la base de la puissance souscrite n'est pas satisfaisante** : au-delà du risque pour les clients industriels générant des pics de consommation hors des périodes de pointes, un risque existe également qu'en cas de crise (forte baisse de consommation industrielle) un fournisseur qui livrerait surtout ce type de clients soit pénalisé alors que son portefeuille n'a pas contribué au risque de défaillance.
 - **La proposition de clef de répartition sur la base des consommations réalisées avec prise en compte de la thermo-sensibilité semble la plus cohérente avec les objectifs assignés au mécanisme de capacité.**

4. Le problème d'absence de visibilité des fournisseurs sur leur portefeuille n'est pas pris en compte par le rapport

- Aujourd'hui, l'organisation du marché de l'énergie français (instabilité réglementaire, ARENH attribué de façon exclusivement annuelle, liquidité du marché de gros ne permettant plus de se

couvrir sur des échéances pluriannuelles,...) ne permet pas aux fournisseurs de disposer d'une visibilité à plus d'un à deux ans sur leurs portefeuilles respectifs. Dès lors, **il n'est pas raisonnable de faire reposer le mécanisme sur les anticipations individuelles des fournisseurs à une échéance supérieure à un an**. Seul l'opérateur historique serait en mesure de disposer d'une telle capacité d'anticipation et serait donc favorisé.

- **Dans le cadre d'un marché de capacités décentralisé, il n'est pas envisageable de concevoir un transfert de la capacité en cas de transfert d'un client vers un autre fournisseur.** En effet, la capacité n'est a priori pas attachée à un client et les règles commerciales et de confidentialité ne permettent pas de connaître l'identité du précédent fournisseur d'un client.
- **La question du paiement des capacités engagées en cas de baisse imprévue de la consommation doit être traitée dans le rapport.**
- **Le choix d'un marché décentralisé, suppose nécessairement le calcul par RTE du niveau d'obligation en puissance de chaque site de consommation en prenant en compte sa thermo-sensibilité.**

5. La certification doit être réellement incitative

- **Préalables indispensables à toute certification :**
 - **La question du "présupposé ARENH" doit être traitée** dans le rapport de RTE. En effet, le niveau de garantie conféré à la capacité ARENH – et même plus largement au nucléaire historique - va conditionner le dimensionnement de tout le marché. **Il conviendrait à ce titre que la CRE révèle chaque année la valeur de la capacité intégrée dans l'ARENH, exercice de toute façon indispensable dans le calcul de la clause de prix complémentaire majorée de la valeur de la capacité en cas de revente d'ARENH sur le marché.**

- Conformément à l'esprit de la loi NOME, le mécanisme de capacité doit **constituer une véritable incitation à l'investissement.**
- Il est nécessaire de **cibler réellement le "missing money" tout en maintenant la déconnexion marché de capacité / marché de l'énergie.** Il convient à ce titre de **ne pas rester à l'écart du mouvement de soutien aux actifs flexibles et back up indispensables à l'évolution des mix vers plus d'EnR (CCG) et à une moindre disponibilité nucléaire** : cf. les mouvements de soutien en Espagne (haut niveau de *capacity payments*) et en Allemagne (projet de subvention à hauteur de 15%).
- Il conviendrait d'**explicitier le mode de rémunération des capacités suite à leur certification**, le rapport ne donnant que des directions insuffisamment précises.
- Le suivi de la disponibilité suivant les offres fournies par les producteurs sur le MA est pertinent mais **le mécanisme doit être détaillé pour les effaceurs.**
- Le rapport doit **évaluer l'impact sur les prix de l'énergie d'un marché de capacités qui rémunérerait toutes les capacités.**
- Il est **impératif que le calcul des coefficients de comparaison (énoncés en p.71 du rapport) fasse l'objet de discussions/consultations des pouvoirs publics auprès des différents offreurs de capacités avant d'être entériné.** Ce calcul prenant en compte tous les principes de différenciation des moyens énoncés p. 72, 73 et 77 à 84 (prise en compte de la flexibilité, etc.) devra être transparent, non discriminatoire et validé par un acteur indépendant comme la CRE.
- L'établissement du niveau de puissance disponible basé sur l'historique et une auto-déclaration de l'exploitant nous paraît pertinent. Toutefois, **il ne faut pas systématiquement privilégier les données historiques du GRT quand ces dernières sont inférieures à deux ans** (phase d'apprentissage du moyen de production).

- Le mécanisme de capacité doit soutenir la validation d'investissement des projets. Le jalon temporel doit être objectif vis-à-vis de la réalité physique du nouveau moyen (i.e approbation d'investissement du CA). Cependant, il convient de **mettre en place un échange d'information avec RTE afin de pouvoir chiffrer le soutien financier que pourrait apporter le mécanisme bien en amont de la certification** (simulation avec RTE d'une demande de certification). Cette exigence plaide également en faveur d'un mécanisme centralisé afin de permettre à tous les fournisseurs de disposer d'une visibilité très précise à la fois sur les obligations, les offres et les prix.
- Il est pertinent de déléguer à ERDF le processus de certification des moyens raccordés au RPD avec toutefois une **exigence de consultation des parties prenantes sur le calcul des coefficients de comparaison** basé sur les principes énoncés p. 80, 81 du rapport.

6. Clarifier les pénalités et les contrôles

- Afin d'éviter les capacités fantômes, il est nécessaire de **mettre en place un contrôle adapté, en fréquence ainsi que capacité par capacité, au périmètre de capacité de chaque responsable. De plus, la CRE devrait avoir accès aux données pour pouvoir aussi effectuer un contrôle.**
- Tout comme le règlement des écarts en énergie, **il conviendrait de mettre en place une rémunération des écarts positifs des acteurs réalisant plus que leur engagement.** Comme démontré dans la situation n°1 p. 93, les écarts positifs des deux acteurs permettent de satisfaire le besoin global même si un troisième acteur est défaillant, il est donc juste de reverser la pénalité payée par l'acteur défaillant à ceux qui sont en écarts positifs. Ce système de pénalité doit faire l'objet de la création d'un compte similaire à celui existant (RE-MA) et d'une validation par la CRE de ce qui doit être inclus dans ce compte pour qu'en finalité le bilan financier soit nul pour RTE.

7. Supprimer l'asymétrie en faveur de l'effacement

- De manière générale, le rapport établit une **asymétrie en faveur de l'effacement.** En effet, le principe de couverture progressive des obligations de capacité ne respecte pas l'exigence

légale d' "anticipation suffisante" et se révèle donc favorable aux effacements au détriment des investissements dans les nouvelles capacités de production : les effacements peuvent être développés dans des délais bien plus courts que les actifs de production. Cette asymétrie est contraire à la recommandation du rapport Sido-Poignant sur la pointe. Pour palier ce biais manifeste, **un système centralisé doit être impérativement établi pour les nouvelles capacités** : achat centralisé en ex ante 4 ou 5 ans à l'avance par un acheteur unique, sur la base du besoin en nouvelles capacités défini sur la base du bilan prévisionnel, comme le prévoit d'ailleurs l'article 6 de la loi NOME.

- **La question de la relation contractuelle tripartite clients-effaceur-fournisseurs doit être traitée dans le rapport afin de garantir les actions d'effacement et éviter les doublons.** Une exigence de transparence doit être établie afin que toute action d'effacement soit notifiée au responsable d'équilibre et/ou au fournisseur concerné. A ce titre, le principe de correction de la courbe de consommation des capacités d'effacement lorsque ceux ci sont activés est notamment bienvenu.

Réponse de Direct Energie au projet de rapport RTE sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité

La loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'électricité demande que *"chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée"* (art.6).

Le Ministre en charge de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie Numérique a ainsi demandé à RTE de mener une concertation avec les acteurs du marché, visant à éclairer:

1. le choix du modèle de marché de capacités le mieux adapté à la situation française, à la lumière des expériences internationales
2. les méthodes de certification des capacités et les caractéristiques techniques des différents produits de capacités qui pourront s'échanger
3. la méthode de répartition de l'obligation de capacité entre les différents fournisseurs, en fonction de leur portefeuille de clients
4. les règles de détermination du niveau des différentes pénalités
5. la question de la prise en compte des interconnexions et des productions étrangères

Direct Energie souhaite apporter la contribution suivante au projet de rapport présenté par RTE le 7 juillet 2011 et faisant suite à cette concertation.

1/ Modèle de marché

RTE promeut une organisation de marché décentralisée¹ avec une prescription décentralisée² calculée sur la consommation à la pointe des clients de chaque fournisseur. Ce choix est contesté de manière unanime par les acteurs du marché.

Pour Direct Energie, la proposition de RTE n'est pas acceptable car elle ne garantit par l'atteinte de l'objectif visé au moindre coût:

- La contractualisation à l'avance de l'ensemble des capacités est nécessaire de telle sorte:

¹ libre échange continu des certificats entre les acteurs

² obligation définie à la maille des portefeuilles de chaque fournisseur

- à assurer le respect effectif du critère de sécurité d'approvisionnement décidé par les pouvoirs publics, qu'une couverture progressive de l'obligation n'est pas à même de garantir,
 - à assurer une visibilité suffisante aux investissements en moyens de production / effacements.
- Un marché décentralisé présente les inconvénients déjà éprouvés sur les marchés de l'énergie:
 - risque de manipulation de marché en présence d'acteurs dominants
 - faible liquidité attendue (même avec un produit unique)
 - barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants / acteurs non-historiques, du fait de l'absence de foisonnement du risque de crédit (apprécié très différemment selon les acteurs, le recours à une chambre de compensation étant peu probable pour un marché qu'on sait devoir être limité)
 - surcoûts de couverture liés aux incertitudes des portefeuilles clients et à la volatilité du coûts de la capacité
 - Conséquence d'une organisation décentralisée des échanges, il sera impossible d'exhiber un prix de la capacité objectivable, alors même qu'il doit entrer explicitement en compte dans la construction des Tarifs Réglementés à horizon 2016: cela pose indéniablement un grave problème de transparence, notamment pour les consommateurs.
 - Une prescription décentralisée présente l'inconvénient de faire reposer la sécurité d'approvisionnement sur des prévisions de développements commerciaux des fournisseurs par nature très aléatoires à 4 ou 5 ans: d'ici à ce que les portefeuilles des fournisseurs soient connus avec une précision suffisante, il pourrait être trop tard pour développer de nouvelles capacités de production / effacement.
 - Un tel marché présente le risque de voir certains consommateurs se retrouver sans fournisseurs dans le cas où un nombre insuffisant de capacités auraient été certifiées: les fournisseurs pourraient préférer ne pas de remettre d'offre commerciale plutôt que d'accroître leurs obligations à la pointe et risquer les pénalités associées aux mécanismes de capacités.
 - enfin il convient de dénoncer l'affirmation "*l'adaptation d'un mécanisme de capacité [...] à l'architecture des marchés de l'énergie qu'il vient compléter, est crucial pour son bon fonctionnement (p.4)*": au contraire du sourcing des portefeuilles clients des fournisseurs, la sécurité d'approvisionnement que le marché de capacité doit garantir est par définition un bien public et doit donc être appréhendée de manière globale et

centralisée. Le parallélisme entre marché de l'énergie et marché de capacités n'apporte rien, ni à l'un, ni à l'autre, puisque la question à traiter est d'une autre nature³.

Direct Energie considère donc que la seule organisation de marché à même de répondre aux objectifs de sécurité d'approvisionnement, et à la nécessaire limitation de son impact financier pour les consommateurs, est un marché centralisé avec acheteur unique et prescription centralisée. Un tel marché prendrait la forme d'une enchère réalisée 4 ans à l'avance, ce qui laisserait le temps d'investir dans de nouveaux moyens de production et/ou d'effacement, à laquelle l'ensemble des capacités certifiées participeraient. La courbe de demande de cette enchère serait administrée de telle sorte à limiter les fluctuations de prix (notamment en introduisant un cap de prix cohérent avec les coûts de développement des moyens de production d'extrême pointe).

Les fournisseurs seraient appelés à couvrir l'ensemble des coûts de contractualisation de l'acheteur unique selon leur contribution à la pointe de consommation: ils seraient ainsi pleinement responsabilisés.

2/ Rémunération résiduelle de la capacité sur le marché de l'énergie

Quel que soit le modèle de marché retenu, la question du risque de double rémunération de tout ou partie de la valeur "Puissance" se pose, et n'a pas été suffisamment exploré dans la concertation. En effet, les marchés "énergie" rémunèrent déjà en partie cette valeur, notamment lorsque les prix de marché dépassent les coûts de production marginaux (pics de prix) et via les coûts de production "calculés" (valeur d'usage des centrales hydrauliques de pointe, valeurs d'usage du combustible nucléaire...etc.) qui intègrent des occurrences de pics de prix, voire de défaillance du système électrique.

Or, il est évident que le dispositif retenu ne sera acceptable par les consommateurs que s'il ne crée pas de risque de double rémunération des producteurs

Pour autant, on sait qu'il est difficilement envisageable de caper les prix sur les marchés "énergie" en France sans risquer de perturber les flux physiques du fait des interconnexions avec les marchés européens (avec un risque de « fuite de réserve » à la pointe notamment tout à fait contraire à l'objectif recherché).

³ A titre d'illustration, on notera que le mécanisme de responsable d'équilibre permet la répartition des coûts d'équilibrage entre RE, et incite chaque acteur, indépendamment les uns des autres, à assurer leur propre équilibre. Et le déséquilibre d'un acteur ne nuit absolument pas à l'atteinte de ces objectifs. Alors que dans le cas d'un mécanisme de capacité décentralisé, le non respect (volontaire ou non) par un seul acteur aura un impact sur la sécurité d'approvisionnement de tous.

Il apparait donc important de clarifier ce point et de se pencher au plus vite sur les possibilités permettant de résoudre cette question cruciale

Pour conclure, et contrairement à ce qu'indique RTE dans son rapport, Direct Energie considère que le marché de l'énergie n'a pas été capable jusqu'à présent d'envoyer les signaux d'investissement nécessaires à une "*correcte adéquation de capacité en France (p.9-10)*". Il faut rappeler ici:

- que les investissements menés par EDF en 2004 (remise en fonctionnement de centrales fioul) ont été décidés sur injonction des pouvoirs publics alors même qu'ils n'étaient pas rentables
- et que même les nombreuses décisions d'investissements en CCGT (qui ont été principalement dictés par l'obsolescence des centrales Charbon ainsi que par l'émergence de contraintes environnementales) ne garantissent pas une bonne adéquation de capacité en France, ni en niveau (hors crise économique), ni encore moins en structure. En effet, RTE a régulièrement fait état de besoins grandissant en moyens de pointe et d'extrême pointe (TAC), et non uniquement de base et semi base (CCGT) !

3/ Certification de capacités

Il convient que l'ensemble des capacités installées soient certifiées, en cohérence avec la loi NOME: un mécanisme ciblé sur les nouveaux moyens de production ou bien excluant le nucléaire historique et la production fatale n'est pas à même à assurer le respect du critère de sûreté retenu.

Pour autant, l'ensemble des capacités de production n'est pas légitime à recevoir une rémunération complémentaire, notamment pour les moyens de production bénéficiant des l'Obligation d'Achat, ou bien le Nucléaire historique dont les tarifs réglementés de vente (TRV et ARENH) l'intègrent déjà.

Comme préconisé par RTE, le nombre de certificats associés à un moyen de production doit être fonction du service rendu en termes de réduction du risque de défaillance du système électrique (basé sur des données historiques ou prévisionnelles). Même si les risques de défaillance existent tout au long de l'année (et notamment en été où des restrictions de production peuvent avoir lieu en cas de canicule), il semble plus simple de centrer le mécanisme de capacité sur l'hiver, au moins dans un premier temps.

L'engagement de disponibilité des offreurs de capacités doit être défini a priori (par exemple sur les 200 heures historiquement les plus chargées entre décembre et mars), notamment afin de permettre un design des futurs effacements en cohérence avec le dispositif.

Car il est essentiel que les effacements puissent :

- soit participer (après certification) à l'enchère globale réalisée en N-4
- soit venir en déduction de l'obligation des fournisseurs (toujours évidemment après certification).

sans bénéficier bien sûr d'une double rémunération.

Et compte tenu des interactions entre la valorisation des effacements sur le mécanisme de capacité et leur utilisation pour diminuer les obligations des fournisseurs, il est indispensable que l'offre d'effacements à la pointe sur le marché de capacité s'inscrive dans le cadre d'une contractualisation avec les fournisseurs responsables de capacité.

Enfin, le mécanisme de capacité ne nous apparaît pas comme le lieu le plus propice à la prise en compte des externalités positives associés à certains moyens de production / effacement (situation géographique de moyens situés dans des zones sous-alimentées, économie de pertes réseaux pour la production décentralisée / effacements, etc.)

4/ Obligation des fournisseurs

Comme précisé ci-dessus, Direct Energie est favorable à un système où les fournisseurs paient ex-post les charges liées à l'achat par l'acheteur unique des certificats de capacité, à hauteur de la contribution de leur portefeuille à la pointe (consommation réelle constatée, i.e., y compris impact de la thermosensibilité). Un dimensionnement de l'obligation à la maille des portefeuilles clients des fournisseurs plutôt qu'à la maille nationale aboutirait à des surcoûts (aléas de prévision de portefeuille) sans aucun bénéfice (à l'horizon du mécanisme de capacité, les compteurs communicants Linky permettront déjà aux fournisseurs d'envoyer à leurs clients des signaux économiques de maîtrise de la pointe).

Par ailleurs, contrairement au système centralisé qui permet de répartir les responsabilités qu'a posteriori, sur la base des consommations mesurées, un système décentralisé suppose de responsabiliser les fournisseurs sur la base d'estimations :

- de la taille de leur portefeuille
- de la thermo-sensibilité de leur portefeuille

Ces deux points sont sources d'incertitudes, et donc d'inefficacités, et par suite de surcoûts, notamment pour les plus petits acteurs (sans aucune valeur ajoutée pour la collectivité !)

Par ailleurs, le document de RTE ne décrit pas clairement comment seraient traités les écarts des « responsables de capacité ». On ne peut supposer que les écarts positifs ne donneront pas lieu à compensation, ni que les écarts négatifs donneront lieu systématiquement au paiement de la pénalité. Ceci conduit à définir des règles très complexes de valorisation (éventuellement à base de tolérance), notamment pour traiter la question de la thermo-sensibilité, encore une fois source d'inefficacités, et par suite de surcoûts (voire de discrimination, compte tenu de la nécessité de « réglementer » la thermo sensibilité des différents segments de clientèle).

5/ Pénalités

La loi NOME prévoit un dispositif de pénalités incombant aux fournisseurs et aux offreurs de capacités de production ou d'effacement.

Quel que soit le modèle de marché retenu, il faudra être vigilant à ce que :

- i) les fournisseurs ayant rempli leurs obligations ne soient pénalisés en cas de défaillance (dont les causes peuvent être multiples : insuffisance de production, mauvaise prévision du besoin, etc.)
- ii) les offreurs de capacités connaissent ex-ante la période sur laquelle aura lieu la vérification effective de la disponibilité de leurs capacités

6/ Prise en compte des interconnexions

Il apparaît bien sûr illusoire de vouloir certifier l'ensemble des moyens de production / effacements présents dans les pays interconnectés directement ou indirectement avec la France. Pour autant, l'interconnexion du réseau français avec les réseaux étrangers contribue à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Pour Direct Energie, la prise en compte la plus simple de ce bénéfice dans le mécanisme de capacité consiste à en tenir compte dans le dimensionnement du critère global à respecter et défini par les pouvoirs publics (viser une durée de défaillance de X heures sans interconnexions, sachant qu'il est équivalent à $X' < X$ avec interconnexions), et non :

- en réduction des obligations de chacun des fournisseurs,
- ou en considérant que les interconnexions garantissent X MW d'apport lors des pointes.

6/ Phase transitoire

Direct Energie partage avec RTE la nécessité d'activer rapidement des dispositifs transitoires permettant le (re)développement des effacements d'ici à la mise en œuvre du mécanisme de capacité.

Cependant, il est regrettable que le rapport de RTE continue à entretenir la confusion entre l'utilité et le potentiel des effacements pour :

- d'une part, la sécurité d'approvisionnement : au travers de sa participation au passage de la pointe nationale (effet de lissage de la courbe de charge), dont la juste rémunération de ce service fait l'objet du présent mécanisme de capacité,
- et d'autre part, la sûreté du système : au travers de leur activation éventuelle sur le MA (effet de compensation des aléas de très court-terme sur l'équilibre offre

demande – pas nécessairement à la pointe), dont la nature de rémunération est tout à fait différente⁴, et qui existe déjà dans les règles actuelles.

Comme le soulignait le rapport Sido-Poignant, il est indispensable de mettre en place des dispositifs transitoires permettant de rémunérer correctement l'utilité des effacements pour leurs effets bénéfiques sur la sécurité d'approvisionnement, indépendamment (et en plus) de la faible rémunération qu'ils peuvent glaner sur le MA.

Proposer d'élargir les dispositifs (expérimentaux ou non) de participation des effacements (diffus ou non) au MA comme seule solution pour anticiper le développement des effacements avant la mise en œuvre du mécanisme de capacités, est donc très insuffisant⁵.

⁴ RTE n'ayant d'ailleurs jamais souhaité que le MA ne représente une quelle conque valeur puissance en plus du marché de l'énergie....

⁵ Direct Energie a fait d'autres propositions en ce sens dans les GT du CURTE qui sont à la disposition du lecteur sur demande.

02 septembre 2011

REMARQUES ET PROPOSITIONS D'EDF
CONCERNANT LE PROJET DE RAPPORT DE RTE RELATIF AU
DISPOSITIF POUR LA MISE EN PLACE DU MECANISME
D'OBLIGATION DE CAPACITE PREVU PAR LA LOI NOME

A la demande du ministre de l'énergie, RTE a mené au 1^{er} semestre 2011 une concertation avec l'ensemble des acteurs du système électrique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu à l'article 6 de la loi NOME. Cette note fait état des principales remarques et propositions d'EDF sur le projet de rapport de RTE.

EDF rappelle que le mécanisme d'obligation de capacité doit répondre à deux objectifs :

- **Assurer la sécurité d'alimentation du système**, en imposant le niveau de capacité total nécessaire pour limiter le risque de défaillance à la pointe, selon le critère défini par les Pouvoirs Publics ;
- **Révéler avec une anticipation suffisante la valeur de la capacité pour adresser un signal économique pertinent aux différents acteurs.** Ainsi, un signal de prix sera disponible qui pourra et devra être répercuté aux consommateurs selon leur contribution aux besoins à la pointe afin d'assurer la couverture du coût de la capacité. Les clients finals seront ainsi efficacement incités à maîtriser leurs appels de puissance à la pointe. Les coûts des capacités existantes et nouvelles nécessaires pour couvrir les besoins de pointe du système seront couverts. EDF rappelle que le prix de marché de l'énergie ne permet pas aujourd'hui de recouvrer le coût de la capacité et que les tarifs actuels de l'électricité ne permettent pas de couvrir les coûts de production. Pour atteindre les objectifs d'efficacité visés, comme le prévoit la loi, le prix de la capacité devra être intégré dans les tarifs réglementés de vente.

EDF considère que la solution proposée par RTE, qui renvoie de manière « décentralisée » la responsabilité sur les fournisseurs, n'offre aucune garantie sur ces deux points :

- **Le bon dimensionnement des capacités n'est pas assuré**, compte-tenu des incertitudes qui pèsent sur les portefeuilles clients des différents fournisseurs plusieurs années à l'avance ;
- **La garantie d'un prix de la capacité n'est pas donnée aux acteurs économiques avec une anticipation suffisante** pour leur laisser le temps d'investir dans les capacités de production ou d'effacement nécessaires au système, **et aucune garantie ne peut être donnée, en conséquence, sur le renvoi effectif du bon signal au client final.**

EDF propose, conformément à l'avis exprimé par un nombre important d'acteurs lors de la concertation, **une architecture « centralisée » où le besoin du système France est clairement défini et couvert par une enchère principale avec une anticipation de l'ordre de 4 ans.**

EDF insiste en particulier sur le besoin d'une prescription centralisée 4 ans à l'avance, seule assurance du respect du niveau souhaité du dimensionnement du parc français et donc d'un mécanisme efficient.

1. L'architecture générale du mécanisme préconisée par RTE présente des fragilités importantes vis-à-vis de la nécessaire anticipation et couverture des besoins du système :

▪ Le dispositif proposé ne garantit pas la couverture des besoins en capacité du système...

En laissant totalement cette responsabilité aux fournisseurs, dont l'évolution des portefeuilles clients est entachée de fortes incertitudes, elle met en risque le système quant à son bon dimensionnement. Il n'y a aucune raison pour que a priori l'addition des besoins tels qu'anticipés par les fournisseurs corresponde au besoin global du système français. L'incertitude sur la consommation future est bien moindre au niveau de la consommation France qu'au niveau des portefeuilles de clients des différents fournisseurs.

Le dispositif doit reposer sur une prescription centralisée qui définisse ex-ante le besoin en capacité du système électrique français et s'assure de sa bonne couverture.

La couverture de ce besoin par la certification des capacités doit s'opérer avec une anticipation de 4 ans, qui correspond au délai minimal pour développer de nouvelles installations de pointe (TAC). Ce délai, qui avait émergé de la concertation, permet d'arbitrer efficacement entre les différents leviers (production et effacement) envisageables pour couvrir les besoins du système.

Ce besoin de visibilité ex ante est conforme aux dispositions de la loi NOME qui prévoient que « *les garanties de capacité sont requises avec une anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production ou d'effacement nécessaires pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles* ».

Alors que la possibilité de certifier des capacités jusqu'à l'échéance considérée est présentée par RTE comme une souplesse intéressante, elle risque au contraire de désoptimiser le système, en ne permettant pas de faire suffisamment tôt les bons choix et en n'atteignant pas in fine l'objectif de sécurité d'alimentation recherché.

▪ ... offre moins de visibilité aux acteurs (fournisseurs et développeurs de capacité) sur le prix de la capacité ...

Dans l'approche préconisée par RTE, des sessions de marché multiples, entre le début de la certification et l'échéance (hiver dont la pointe doit être couverte), viendront réduire la visibilité sur le prix de la capacité, qui risque de varier significativement d'une session à l'autre.

Des capacités de production économiquement efficaces pourraient ne pas être développées du fait de l'absence de visibilité sur le prix, et des solutions de plus court terme, plus chères, retenues, engendrant in fine des surcoûts pour les consommateurs finals.

Cette visibilité moindre sur le prix de la capacité à répercuter au client final risque également de fragiliser les actions de maîtrise de la demande de pointe et le développement des effacements.

Une organisation, où le prix de référence de la capacité est fixé 4 ans à l'avance lors d'une enchère principale, ne présente pas ces inconvénients, car elle procure un signal de prix visible et stable

▪ ... et met davantage en risque les acteurs, notamment les nouveaux entrants...

L'incertitude sur leurs besoins futurs met clairement en risque les fournisseurs, qui devront faire des « allers-retours » sur le marché de la capacité en fonction des évolutions estimées de leur portefeuille clients ; ce point est particulièrement sensible pour les nouveaux entrants ou les commercialisateurs purs, dont la surface financière est potentiellement limitée.

Pour limiter leur risque à l'approche de l'échéance, certains fournisseurs pourraient en conséquence être tentés de sélectionner leurs clients, fragilisant l'accès à l'énergie des consommateurs finals.

L'incertitude intrinsèque à la proposition de RTE met également en risque les développeurs de nouvelles capacités, dès lors qu'ils n'auront pas encore trouvé preneur sur le marché et que le prix pourra fluctuer significativement jusqu'au temps réel.

- **...Les Etats du Nord-Est des Etats-Unis se sont d'ailleurs orientés vers des mécanismes centralisés**

Dès lors qu'ils ont souhaité un dispositif anticipatif, leur permettant de s'assurer effectivement du respect du critère de sécurité, les Etats du Nord-Est des Etats-Unis se sont orientés vers un système « centralisé », où les besoins du système sont couverts plusieurs années à l'avance... pour éviter justement de se reposer sur les prévisions des portefeuilles clients, par nature plus incertaines.

L'exemple de Midwest ISO, pris par RTE comme illustration d'un marché de capacité décentralisé, n'est pas pertinente pour la France, la majeure partie des 13 Etats couverts par cet opérateur n'ayant pas ouvert à la concurrence leur marché de détail, les fournisseurs ayant donc moins d'incertitudes sur leur portefeuille clients.

2. EDF est favorable à un dispositif plus sécurisant, où la prescription est centralisée et la couverture des besoins de capacité anticipée:

Conformément à la position déclinée par un certain nombre d'acteurs lors de la concertation, notamment celle de l'UFE, une approche reposant sur une architecture plus « centralisée » pourrait être déclinée.

Cette approche consiste, de façon résumée, à ce que le besoin de capacité du système électrique français soit clairement défini 4 ans à l'avance et couvert également 4 ans à l'avance par une enchère principale qui révélerait ex ante le prix de référence de la capacité. Ce mécanisme permet d'assurer la sécurité du système conformément à la prescription par les pouvoirs publics et de choisir l'optimum entre les différentes solutions envisageables, moyens de production et effacements.

- **Cette architecture permet de révéler clairement le besoin, les meilleures solutions et le prix de la capacité :**

En explicitant le besoin global du système et en s'assurant de façon anticipée des capacités qui le couvriront, elle assure clairement l'atteinte du critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics.

Elle met également moins en risque les acteurs, notamment ceux qui ne disposent pas de moyens de production et qui auront à payer pour la capacité en fonction de leur portefeuille constaté de clients. Compte tenu de la période d'engagement des offreurs de capacité (4 ans à l'avance), des marchés secondaires de garanties de capacité permettront aux acteurs de se rééquilibrer en cas d'aléas sur leurs projets de développement de capacités de production ou d'effacement

Par ailleurs, en permettant aux fournisseurs intégrés de « netter » leurs positions acheteuse et vendeuse de garanties de capacité, cette approche ne devrait pas augmenter les échanges financiers induits par le dispositif par rapport à une approche décentralisée.

- **Cette approche est tout à fait compatible avec l'organisation décentralisée du marché de l'énergie qui prévaut aujourd'hui en France (avec le dispositif de Responsable d'Equilibre) et plus largement en Europe :**

L'objet de l'article 6 de la loi NOME est en effet de pallier les insuffisances du marché de l'énergie par une obligation de capacité en amont, à même de conduire au développement des moyens de production et d'effacement nécessaires à la sécurité du système. A la différence de l'énergie, qui peut (et doit) être ajustée jusqu'au temps réel, les capacités de production ou d'effacement ne peuvent être développées au dernier moment : elles doivent être anticipées. Il n'y a donc aucune raison de calquer l'organisation du dispositif de capacité sur l'organisation des échanges d'énergie, chacun traitant des produits radicalement différents et répondant à des objectifs propres et complémentaires.

- **Cette approche permet également de prendre en compte les effacements ou les efforts de MDE :**

Quelle que soit l'organisation du dispositif de capacité, les effacements pourront être certifiés, dès lorsqu'ils sont effectifs et que RTE parvient à les évaluer. Par ailleurs, une rémunération des effacements sur la base d'un prix lisible par les clients ne peut que favoriser leur émergence.

Concernant les efforts de MDE, un dispositif incitatif existe et les scénarios du bilan prévisionnel intègrent d'ores et déjà l'impact de ces efforts sur la pointe du système à court-moyen terme. Le dimensionnement des besoins du système pourra donc en tenir compte.

L'approche centralisée, en fournissant une visibilité certaine sur le prix de la capacité 4 ans à l'avance, permettra d'orienter correctement les acteurs vers les bons leviers à mettre en œuvre.

La question essentielle, quelle que soit l'approche retenue, et non traitée par RTE, portera sur la mesure précise des effets de MDE et d'effacements sur la consommation des clients.

3. Concernant la définition des garanties de capacité, le rapport explicite par ailleurs un certain nombre de préconisations indispensables au bon fonctionnement du système:

- **Toutes les capacités (de production ou d'effacement) doivent être prises en compte et donner lieu à garanties de capacité :**

Cette préconisation est conforme aux dispositions législatives existantes et tout à fait cohérente avec la logique économique : toutes les capacités disponibles lors des pointes contribuent en effet à la couverture des besoins du système électrique. Il est important d'adresser le même signal économique à l'ensemble des capacités de production et d'effacement, existantes ou nouvelles, si l'on veut éviter de distordre les décisions des acteurs (cf. par exemple, le déclassement prématuré de centrales ou l'abandon de capacités d'effacement existantes).

- **Les capacités prises en compte doivent être situées en France :**

Il y a une différence de nature entre une capacité localisée en France et une capacité étrangère du fait des limites aux interconnexions : 1kW de plus installé à l'étranger n'apportera aucune contribution supplémentaire au système français à la pointe, puisque les interconnexions seront saturées en cas de tension extrême.

Il est par contre important, pour ne pas rendre le système structurellement sur-capacitaire, de tenir compte, comme le propose RTE, des possibilités d'importations dans l'appréciation des risques de défaillance et dans le dimensionnement des besoins de capacité du système français. Le mécanisme tient ainsi pleinement compte de la solidarité entre pays permise par l'interconnexion.

- **Le dispositif doit être clairement centré sur la couverture des besoins de pointe annuelle du système (en hiver) :**

Le dispositif doit être clairement centré sur la pointe annuelle du système, qui a aujourd'hui lieu en hiver (décembre à février) et n'a pas vocation à s'intéresser à la gestion du système sur toute l'année. L'obligation des fournisseurs doit être fonction de la contribution à la pointe de leur portefeuille de clients, en tenant compte de leur thermo-sensibilité.

RTE préconise de « retenir comme période d'engagement pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver [...] ». Les engagements de disponibilité doivent porter sur l'ensemble de la période d'hiver définie ex-ante et la vérification du respect de ces engagements doit se faire en cohérence sur la même période. Ce point est essentiel tant pour le calage des offres aux consommateurs que pour la programmation des arrêts de tranches.

- **Les capacités de production et d'effacement doivent être traduites sous la forme d'un produit unique :**

Afin de pouvoir valoriser et échanger des capacités de caractéristiques différentes, il est important de pouvoir les convertir en un produit comparable « standardisé », en fonction, comme le propose RTE, de la quantité de défaillance que chaque capacité permet statistiquement d'éviter.

- **La certification et l'engagement de mise à disposition doivent pouvoir porter sur un périmètre regroupant plusieurs capacités :**

Ne pas en tenir compte conduirait à un surdimensionnement coûteux pour l'ensemble de la collectivité.

- **Dispositif de pénalisation**

Ce dispositif doit avoir pour objet essentiel de dissuader le maintien ou le « développement » de capacités « fantômes », et donc de s'assurer du caractère effectif des capacités proposées. En effet, le marché de l'énergie donne déjà les incitations pour que la disponibilité des capacités lors des périodes de pointe soit maximisée et pour que les nouvelles capacités « arrivent à l'heure ».

Il n'est donc pas nécessaire de rajouter un système fortement contraignant de pénalités sur l'offreur de capacité pour non respect de la disponibilité cible ou des délais de réalisation. D'ailleurs, des pénalités élevées auraient pour effet pervers de réduire le niveau d'engagement des offreurs de capacité, donc, in fine, de déclencher des investissements supplémentaires pour atteindre le niveau de sécurité souhaité, ceci pour un coût additionnel inutile, qui se répercuterait sur les consommateurs finals.



Remarques relatives aux propositions du rapport :

1. Chapitres 6.2 « Définition des caractéristiques des garanties de capacités » et 6.3 « Principes généraux de certification communs à toutes les capacités »

Les critères définis dans ces chapitres pour définir l'attribution du volume de capacités ne semblent pas attribuer explicitement d'importance significative à la souplesse de démarrage des moyens de production, qui est pourtant une des caractéristiques essentielles contribuant à la sécurité du système. Il semblerait par ailleurs important que cette caractéristique soit prise en compte, afin de ne pas retrouver un phénomène de rente de situation sur certains types de moyens de production, comme cela a pu être sur le marché de l'énergie : le rapport souligne pourtant bien en page 14 que le mécanisme de capacité doit « permettre notamment d'offrir un complément de rémunération aux moyens qui ne parviennent pas à recouvrer la totalité de leurs coûts via les marchés de l'énergie (moyens souffrant d'argent manquant) »

2. Chapitre 8 : « Mise en œuvre du mécanisme et période transitoire »

Ce chapitre précise qu'une première période transitoire pourrait être mise en œuvre en ciblant le mécanisme sur les capacités d'effacement, ceci pour répondre aux « objectifs de court terme attendus ». Nous tenons à souligner que des objectifs de court terme existent également du côté des capacités de production. Ainsi, nombre de moyens thermiques, qui contribuent à la sécurité du système soit par leur période de livraison (cogénération) soit par leur souplesse d'utilisation (cycles combinés gaz), vont au vu des prix de marché actuels souffrir d'« argent manquant » dans des proportions importantes (y.c difficultés à amortir les coûts fixes de fonctionnement) dès les prochaines années (2013). D'autre part, la logique d'effacement peut s'accompagner par la mise en place de moyens de production de ce type chez les clients, une prise en compte en amont semble cohérente. Il serait donc nécessaire, outre les effacements, d'associer ce type de moyens de production au mécanisme dès la période transitoire.

3. Chapitre 5.3 : « Suivi des obligations des fournisseurs et calcul des écarts »

Un fournisseur qui ne dispose pas de suffisamment de certificats de capacité pour couvrir ses obligations sera sanctionné. Le risque lié à cette sanction sera facturé au client final au travers de son prix de vente. Or la part facturée au client sera le reflet de la sanction supportée par le fournisseur, calculée sur la base du dépassement de l'ensemble de son portefeuille. La constitution du portefeuille et sa taille induisent un foisonnement bien plus fort sur un gros portefeuille que sur un petit. Les ELD ayant des petits portefeuilles, composés de petits et de gros consommateurs, fruits de l'histoire, supportent plus de risques que les autres fournisseurs. Nous proposons la définition d'un talon de tolérance destiné à équilibrer ce type de risque entre les fournisseurs.

4. Les certificats de capacité sont intégrés au TC :

Nous avons bien compris que les obligations en termes de certificats de capacité liées aux consommations alimentées au travers du tarif de cession étaient intégrées au coût du tarif de cession.

5. Positionnement GRD :

Nous sommes en phase avec les propositions d'ERDF concernant les aspects du mécanisme qui concernent le gestionnaire de distribution. Nous mettons en avant les points suivants :

- Le besoin pour les GRD de garder la main sur les activations, ou de pouvoir les refuser ou les adapter en fonction des contraintes RPD
- La reconnaissance des risques et les impacts contractuels à développer
- L'impact des effets rebond sur les réseaux à maîtriser et anticiper.

Demandes de précisions :

6. Difficile prise en compte de la thermo-sensibilité des clients :

Il est préconisé de prendre en compte la thermo-sensibilité des clients pour ramener la puissance appelée à une température de référence. Ce point est difficile à apprécier pour un portefeuille composé en grande partie d'ex-verts et jaunes avec un profil de consommation pas toujours exact. La mécanique de calcul intégrant des éléments ex-ante et ex-post ne nous semble pas claire.

7. Difficile de chiffrer le coût du mécanisme et son impact sur le prix de vente client :

Les timing différents entre la déclaration, l'achat des certificats, la vente de l'énergie, l'achat de l'énergie, sa consommation et la récotemp induisent des risques qu'il est difficile d'apprécier lors du lancement du mécanisme. D'autres risques sont induits par les hypothèses de consommations et puissances des clients et ainsi que sur le prix des certificats. Nous souhaiterions disposer de plus d'éléments pour estimer ces coûts et risques.

Commentaires d'Energy Pool sur le
Rapport sur la mise en place
du mécanisme d'obligation de capacité
prévu par la loi NOME
soumis à la concertation le 5 Juillet 2011

Energy Pool tient en premier lieu à remercier les équipes de RTE pour l'effort d'animation et de synthèse qui a été mené et qui a abouti à ce premier rapport, soumis à la concertation. Energy Pool souhaite réaffirmer sa motivation quant à la mise en place d'un marché de capacités et s'inscrit donc en plein dans l'effort qui est mené actuellement par différents acteurs pour garantir un bon niveau de sécurité d'approvisionnement en France, notamment par le biais des effacements de consommation dont Energy Pool se fait le spécialiste. Energy Pool contribue et contribuera donc encore fortement aux échanges autour du mécanisme de capacité, malgré sa petite taille relativement aux autres acteurs.

1. Remarques générales

RTE a eu le courage de choisir de prendre certaines positions qui ne sont pas forcément dans le prolongement direct de la concertation. Ceci mérite d'être félicité avec cependant un bémol, puisque l'exposé présente souvent soit une vision très académique des différentes possibilités envisageables, soit la position de RTE, mais malheureusement parfois très peu le résultat de la concertation qui a pourtant été très riche d'échanges. Il nous semble intéressant de récapituler sur certains points bien précis quelles étaient les options qui ont remporté le plus de suffrage, car celles-ci peuvent différer assez fortement de la proposition de RTE.

Energy Pool a réalisé une analyse détaillée de ce rapport, mais suite à la remarque ci-dessus, souhaite en premier lieu rappeler quelques éléments plus généraux :

a) Objectifs du mécanisme / lien avec le rapport Poignant-Sido

Le rapport poignant-Sido contient une « Analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation » dont la proposition phare est la mise en place d'une obligation de capacité et d'un marché afférent (propositions 16 et 17). L'un des objectifs majeurs du mécanisme de capacité est donc bien de stimuler le développement des effacements de consommation en leur apportant un mécanisme de valorisation juste et efficace. Il a même été envisagé de mettre en place une obligation spécifique d'effacement (proposition 18).

La proposition 19 suggère une segmentation des effacements, ce qui soutient les remarques d'Energy Pool sur l'importance de segmenter le besoin et les produits du mécanisme de capacité.

La proposition 20 suggère de corriger les éventuels biais en faveur de la production, ce qui va dans le sens des remarques d'Energy Pool pour intégrer les externalités positives de l'effacement au mécanisme de capacité.

Les propositions 21 et 22 suggèrent d'étendre le périmètre de l'appel d'offres clients industriels de RTE, ce qu'a fait la loi NOME et ce que compte faire avec la prochaine version de son appel d'offres effacement. Energy Pool rappelle qu'il s'agit de « favoriser les effacements de consommation », certes de manière transitoire, mais l'objectif est bien là. Cela peut modérer une certaine orthodoxie qui est prônée par certains acteurs en termes d'évaluation économique court terme de ces réservations de capacités d'effacement.

b) Le besoin : définition de la pointe et segmentation

Energy Pool réaffirme toute l'importance de ne pas considérer que la « pointe hivernale » (périodes où la consommation est la plus élevée, généralement entre 18 et 20h lors des vagues de froid en hiver) mais de dimensionner l'obligation et les produits de capacité autour des « tensions capacitaires » que nous avons largement tenté de définir dans notre « Synthèse du positionnement et des principales propositions d'Energy Pool ».

Même si l'objectif de simplicité du mécanisme est important afin de garantir une mise en place rapide, nous pensons qu'il serait absurde de négliger de tels enjeux, puisque négliger les tensions hors hiver revient à maintenir un risque pour le système alors que les solutions sont à portée de main : il serait dommage de se retreindre inutilement, quitte à introduire certains concepts de manière expérimentale et non obligatoire/engageante.

Nous réaffirmons qu'une segmentation du besoin et des produits, si elle est bien construite, peut être très bénéfique au fonctionnement du mécanisme pour une meilleure sécurité d'approvisionnement et une plus grande efficacité économique, notamment en limitant les contraintes et les risques sur des moyens qui ont une vocation à servir en tant que capacités de secours et pas à s'aligner sur les caractéristiques des moyens de production de base.

c) Modèle de marché

Energy Pool se positionne nettement pour la mise en place d'un marché centralisé avec une prescription de l'obligation de capacité deux ans en avance. D'une part, nous pensons que l'anticipation à deux ans du besoin est une condition absolument nécessaire à une bonne gestion de la sécurité d'approvisionnement, même si cela doit conduire à une moindre (de façon peu importante selon nous) efficacité économique. D'autre part, l'aspect centralisé nous semble utile à court terme pour établir le marché, en limitant des risques d'abus de position dominante ou en donnant une réelle visibilité à un prix « unique » de la capacité. Une décentralisation progressive pouvant se mettre en place, notamment pour rendre le mécanisme plus euro-compatible, en développant un marché secondaire et des enchères intermédiaires. Sachant qu'un marché décentralisé devra toujours faire l'objet de contrôles intermédiaires en avance de phase à six mois ou un an, afin de réduire les risques de défaillance d'un fournisseur et une trop grande volatilité sur le marché.

Il nous semble important que le design d'un marché décentralisé (qui, encore une fois, viendrait dans un second temps) incite à une contractualisation en avance de phase des capacités, un peu comme cela peut être le cas sur le marché énergie.

d) Certification des effacements

Energy Pool considère que, pour le plus grand bénéfice des consommateurs, les effacements de consommation « actionnables sur stimulation externe » doivent être autant que possible certifiés. Ceci ne concerne évidemment pas des actions de maîtrise de la consommation « passives », mais nous pensons qu'il n'est pas raisonnable de mettre en avant une valorisation des effacements par une réduction de l'obligation des fournisseurs. En effet, nous pensons que cela met en place un « écran de fumée » qui empêche le consommateur de bien percevoir les enjeux de son implication dans le bon fonctionnement du système électrique et de fait réduit la capacité du système à actionner cette possibilité de régulation. On pourrait résumer cela en disant qu'un consommateur certifié est un consommateur averti, et qu'un consommateur averti en vaut deux.

e) Nouveaux entrants

Il semble fondamental de ne pas brider l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en dimensionnant correctement tous les paramètres pouvant représenter des barrières à l'entrée :

- coût de la certification des capacités,
- montant des garanties financières,
- risque de pénalité en cas de défaillance par rapport à une disponibilité prévisionnelle évaluée de bonne foi,
- risque d'effondrement ou de forte volatilité des prix,
- etc.

f) Responsabilisation des fournisseurs

Energy Pool tient à rappeler que la loi NOME responsabilise avant tout les fournisseurs d'électricité aux consommateurs finaux. Or une certaine lecture du rapport peut laisser à penser qu'une partie importante du risque pourrait être transférée aux (ou conservée par les) exploitants de capacités ou investisseurs en capacités, tant ces derniers sont soumis à des contraintes fortes en termes de certification, de contrôle et de pénalisation en cas de défaillance, avec une très faible garantie de rémunération.

Selon Energy Pool, les dispositifs de sécurisation des investissements comme

- un prix plancher,
- une garantie de prix sur plusieurs années ou encore
- des obligations spécifiques pour certaines filières

ont été insuffisamment étudiés sous prétexte qu'ils nuisent par construction à l'efficacité économique du mécanisme. Or s'il s'avère que le mécanisme ne peut pas démarrer sans au moins l'un de ces dispositifs, alors le critère d'évaluation économique devient secondaire. Ceci mérite selon nous d'être creusé.

g) Prix de la garantie de capacité

Energy Pool se positionne comme un acteur qui investit fortement dans la mise en place de nouvelles capacités. Il lui semble donc très important que le mécanisme de capacité fournisse un signal-prix pertinent quant au besoin d'investir dans des nouvelles capacités et si oui d'orienter le type de capacités. Si le signal-prix doit pouvoir générer des bascules (« il faut investir » vers « pas besoin

d'investir »), le prix en lui-même ne doit pas être trop volatil car ce n'est que si on arrive à garantir une certaine stabilité que les investisseurs auront suffisamment confiance en le marché de capacité pour soutenir leurs investissements.

A ce titre, le développement de marchés structurés (par exemple options d'achat ou de vente) autour du marché de capacité semble être une réelle opportunité pour que les investisseurs en capacité aient les moyens d'une bonne gestion de leur risque, surtout si on se projette dans le temps au-delà d'une seule année de fonctionnement.

h) Vocabulaire / Glossaire

Il semble important à Energy Pool qu'un effort soit fait pour uniformiser le vocabulaire et doter le document d'un glossaire, afin d'éviter les ambiguïtés sur les termes employés. Ainsi par exemple, on trouve pour une même notion (a priori, selon notre compréhension) jusqu'à quatre ou cinq termes utilisés. Exemple :

- détenteur de capacité,
- exploitant de capacité,
- responsable de capacité,
- offreur de capacité,
- (investisseur en capacité)¹.

¹ Terme volontairement utilisé par Energy Pool dans ce document pour mettre en valeur toute l'ambiguïté.

2. Remarques détaillées sur le texte

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
1	R.O.	2-6	Energy Pool a fait le choix de ne pas commenter mot à mot le résumé opérationnel (ni d'ailleurs la synthèse des préconisations de RTE), sachant que tous ses commentaires sont attachés à des points mentionnés dans le reste du rapport		Basse
2	1.	9	L'une de ces propositions consiste à compléter l'architecture actuelle des marchés de l'énergie par la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité.	Pour mémoire, il s'agit des propositions 16 et 17 qui sont mentionnées dans la partie "II.2 Analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation" => Energy Pool pense que l'objectif de mettre en place un marché de capacités afin de valoriser les effacements ne doit pas être oublié, même si cet objectif n'a pas été repris strictement dans le cadre de la loi NOME	Haute
3	1.	9	l'ensemble des acteurs du système électrique: fournisseurs, producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseaux, régulateur.	Energy Pool estime que les agrégateurs sont acteurs du système électrique et méritent d'être mentionnés au même titre que ceux déjà listés.	Moyenne
4	1.	10	Les moyens correspondant (unités de pointe) semblent aujourd'hui éprouver des difficultés à dégager une rémunération satisfaisante pour les actifs engagés sur les seuls marchés de l'énergie	Energy Pool tient à préciser qu'au-delà du montant effectif de la rémunération, c'est la très forte incertitude/variabilité de ce montant qui est la plus pénalisante. Un revenu faible mais certain pourrait attirer des investisseurs se contentant de rendements faibles. Un revenu totalement incertain ne peut attirer des investisseurs pouvant supporter un risque uniquement si le revenu incertain est très élevé.	Moyenne
5	1.	10	Ce déficit de rémunération pour les moyens de pointe, conjugué à un manque d'incitation pour les fournisseurs à maîtriser les appels de puissance de leurs clients, a notamment conduit à une érosion du volume d'effacements disponibles pour le système électrique français.	Cette affirmation nous semble légèrement partielle dans la mesure où seule l'érosion du volume d'effacement est mise en avant, alors même qu'elle n'est pas directement liée au manque de rémunération, tandis que le déficit d'investissement dans les moyens de production de pointe est beaucoup plus directement corrélé à ce fait.	Basse
6	2.2	13	"Le premier enseignement de l'étude de la mise en œuvre pratique des mécanismes étrangers est la complexité du processus. Ces mécanismes ont souvent pris de longues années à se construire et sont souvent amenés à connaître plusieurs modifications. "	Certes, des modifications pourront être apportées dans le futur afin de rendre le mécanisme plus efficace. Energy Pool pense cependant qu'une certaine stabilité est nécessaire pour permettre le développement de filières ; dans cette optique, il est conseillé de mettre en place dès maintenant des propositions qui visent à être appliquées dans le futur.	Moyenne
7	2.2	13	Définition du missing money	Le missing money est une notion théorique dont le fait générateur est le cap de prix qui est généralement appliqué sur les marchés de l'électricité pour éviter que les acteurs abusent de rentes de rareté, mais qui peuvent également réduire un revenu "légitime", il peut sembler opportun de donner une définition exacte dans le texte, ou alors de signaler que le terme de missing money ou argent manquant utilisé correspond à une interprétation dans le cadre du marché français.	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
8	2.2	14	un mécanisme de capacité peut avoir une influence sur le mix énergétique. Les mécanismes américains sont à ce titre particulièrement éclairants : leur développement s'est accompagné d'un essor spectaculaire des effacements de consommation.	Le développement de l'effacement a effectivement été spectaculaire dans certaines régions des USA, mais Energy Pool considère que c'est simplement parce qu'on lui a permis d'exister. L'établissement d'un marché de capacités n'étant qu'un des moyens permettant de révéler la valeur des effacements (le Demand Response s'est beaucoup développé dans la Tennessee Valley, alors même qu'il n'y a pas de marché de capacité). L'allégation de "favoritisme" qui transparaît à plusieurs reprises dans ce rapport nous semble d'autant plus erronée que la question du traitement équitable des moyens d'effacement par rapport aux moyens de production fait toujours débat aux États-Unis... mais plutôt parce que les ISO/RTO ont tendance à conserver des règles plus favorables à la production.	Haute
9	2.2	14	"Enfin, un mécanisme de capacité peut avoir une influence sur le mix énergétique. Les mécanismes américains sont à ce titre particulièrement éclairants : leur développement s'est accompagné d'un essor spectaculaire des effacements de consommation. De façon générale, faire participer des moyens de production ou d'effacement au sein d'un même mécanisme impose de trouver un moyen de les comparer, de les mettre sur une même base. Et si ce processus de « mesure de l'apport à la sécurité d'approvisionnement » est trop favorable à un certain type de capacité, il risque d'y avoir une déformation du mix énergétique en faveur de cette technologie . La composition du mix énergétique doit davantage relever des choix des acteurs du marché et d'arbitrages politiques que d'un biais dans la manière de mesurer l'apport d'une filière par rapport à une autre."	Energy Pool ne comprend pas le procès fait ici aux mécanismes de capacités américains qui ont permis le développement de la filière Demand Response. Le but du mécanisme n'est certes pas de promouvoir une filière par rapport à une autre mais la sécurisation de l'équilibre offre-demande et la réduction de la consommation à la pointe sont des objectifs principaux. Le "spectaculaire" développement des effacements aux USA a permis de remplir ces deux objectifs. Energy Pool affirme qu'il est toutefois nécessaire d'instaurer un cadre réglementaire contraignant afin d'éviter l'apparition de capacités fantômes.	Haute
10	3.1	14	participent effectivement à l'équilibre offre-demande lorsque le système en a besoin, c'est-à-dire qu'ils soient disponibles à minima lors des périodes où la consommation est la plus élevée.	Energy Pool souhaite insister sur le fait que la définition de "la pointe" ne peut se restreindre aux périodes de consommation la plus élevée (voir notre synthèse et nos contributions au sujet des tensions capacitaires et sur une définition de la "pointe 500h")	Haute
11	3.2	15	Enfin, la détermination du niveau du critère de sécurité d'alimentation reste une prérogative des pouvoirs publics.	Energy Pool pense qu'utiliser le terme "pouvoirs publics" est parfois un peu trompeur, dans la mesure où ce terme peut regrouper des décideurs de différentes natures et donc proposer de confier des responsabilités aux pouvoirs publics peut créer une ambiguïté sur qui décide de façon effective.	Moyenne
12	3.4	16	Au-delà de la gestion du risque physique évoqué dans le paragraphe précédent, l'efficacité du mécanisme de capacité dépendra de l'organisation globale du marché devant assurer l'adéquation de capacité au moindre coût et répartir équitablement les responsabilités entre les acteurs de marché concernés.	Si le but de mettre en place un mécanisme qui permette aux consommateurs d'accéder à moindre coût à un service de fourniture de l'électricité, il ne semble pas exclu qu'un fournisseur achète en gré à gré des capacités "plus chères" pour des raisons partenariales ou toute autre raison. L'optimum économique n'est alors pas atteint, mais c'est un choix explicite de l'acteur. Ceci pourra/devra faire l'objet d'une surveillance.	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
13	3.4	16	Le marché de capacité devra permettre aux fournisseurs de disposer des certificats de capacité à la hauteur de leurs obligations et aux offreurs de capacité de se rééquilibrer lorsqu'ils font face à des défaillances conduisant à un volume de capacité effective inférieur à la capacité certifiée .	Energy Pool interroge le caractère libérateur ou non de la pénalité qui s'appliquerait à un fournisseur qui ne disposerait pas des garanties de capacités correspondant à son obligation.	Haute
14	4.1.1	17	La concertation a permis de faire émerger les préoccupations des offreurs potentiels de capacités	Le ton de cette introduction laisse à penser que ce sont les offreurs de capacités qui vont définir les modalités de certification, alors que la concertation a bien permis à tous types d'acteurs de s'exprimer et pas seulement les détenteurs de capacités. C'est bien l'objectif du mécanisme qui prime et pas les desideratas des offreurs de capacités.	Basse
15	4.1.1	17	Au final, un seul type de produit peut être échangé sur le marché.	Ceci est affirmé comme une évidence alors que des acteurs comme Energy Pool ou certains consommateurs pensent au contraire qu'une segmentation des besoins et des produits serait une bonne chose.	Moyenne
16	4.1.1	18	Courbe synchrone du 15/12/10	Selon nous, cette courbe vient illustrer exactement l'opposé de ce que souhaitaient les auteurs du graphique. Nous suggérons de revoir ce point et a minima de consulter les auteurs s'ils autorisent une telle utilisation.	Basse
17	4.1.1	19	"Lorsque le marché aura atteint une maturité suffisante, une segmentation des produits pourra être envisagée."	Cette segmentation future peut à notre sens être envisagée dès aujourd'hui dans la compréhension du "besoin" et donc dans le dimensionnement de l'obligation, ce qui permet aux acteurs d'envisager une segmentation future et de s'y préparer dès maintenant. A noter que la position d'Energy Pool est de favoriser une segmentation dès le début, dans la mesure où cela ne retarderait pas la mise en œuvre.	Moyenne
18	4.1.1	19	"Afin d'assurer une liquidité suffisante du marché de capacité lors de son démarrage, RTE privilégie la mise en place d'un produit unique et la prise en compte de l'hétérogénéité des capacités au niveau du processus de certification. Une des conditions permettant d'assurer que ce choix est économiquement pertinent est que le dimensionnement de l'obligation porte sur un nombre limité d'heures. Lorsque le marché aura atteint une maturité suffisante, une segmentation des produits pourra être envisagée. Les éventuelles dispositions financières spécifiques aux nouvelles capacités seront traitées dans le cadre d'accords bilatéraux entre acteurs."	Energy Pool soutient le fait que les besoins courts et longs sont très différents et qu'il serait dommage et peu ambitieux de reporter la segmentation des besoins à une date ultérieure.	Moyenne
19	4.1.2	19	contrat prévoyant notamment les engagements de l'offreur de capacité ainsi que les pénalités dues lorsque la capacité disponible est inférieure à la capacité certifiée	Le terme de capacité est utilisé de manière un peu trop large, notamment ici mais également à de nombreuses reprises dans le texte. Energy Pool suggère d'adopter un vocabulaire précis et d'ajouter un glossaire au texte de ce rapport.	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
20	4.1.2	19	Toutefois, la loi ne mentionne pas explicitement la question de la rémunération des capacités certifiées, ce qui a conduit plusieurs acteurs lors de la concertation à proposer des valorisations différenciées des capacités, et in fine à réduire le périmètre du marché de capacité.	La loi NOME dit "Les modalités de cette certification de capacité, qui peuvent être adaptées pour les installations dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite, sont définies par le décret en Conseil d'Etat mentionné au même article." => il semble à Energy Pool que certaines capacités qui s'auto-excluent du mécanisme (car trop chère à exploiter, ou ayant des risques élevés de défaillance, devront avoir la possibilité de procéder uniquement à une demande de certification "fast-track" sans frais, permettant de les connaître sans forcément les intégrer de force dans un mécanisme dans lequel elles ne serviraient pas. Energy Pool s'interroge sur le tarif de certification d'une capacité : S'il est nul, cela peut inciter des acteurs normalement "hors marché" à certifier n'importe quoi comme par exemple des capacités inutiles ou au prix prohibitif, ce qui peut générer un coût inutile. Si le prix est trop important, cela peut être très injuste pour des détenteurs de capacités auront payé pour certifier leurs capacités, si celles-ci ne sont au final pas achetées et donc pas rémunérées	Basse
21	4.1.3	22	Par conséquent, ces capacités seront utilisées par ces mêmes acteurs pour remplir les obligations leur incombant en tant que fournisseur et ne transiteront pas explicitement par le marché.	RTE prend position en faveur de l'autofourniture pour les acteurs intégrés sans forcément justifier fortement cette position. Ces capacités sont néanmoins certifiées et soumises aux mêmes engagements. Energy Pool tient à signaler que dans le cadre d'un marché décentralisé, l'autofourniture peut donner un bon prétexte pour un acteur intégré disposant de marges pour faire de la rétention de capacités "de bonne foi" en prétextant une anticipation de l'obligation supérieure au réel, afin de ne délivrer une capacité sur le marché qu'au dernier moment. Il y a donc risque de manipulation des prix avec une très forte difficulté de procéder à des contrôles pour les autorités responsables de la surveillance.	Haute
22	4.2	22	Le marché de capacité doit également permettre le rééquilibrage des positions des détenteurs de capacités, notamment lorsqu'ils font face à une disponibilité de leurs moyens inférieure à celle certifiée.	Energy Pool est favorable à ce que les détenteurs de capacités aient la possibilité de se rééquilibrer, mais les modalités de fonctionnement doivent être précisées. Car alors comment déterminer si une capacité certifiée qui s'avère défaillante est remplacée par une capacité disponible et comment signifier au fournisseur (responsable in fine) que la capacité qu'il a initialement achetée est remplacée ?	Moyenne
23	4.2.1.1	24	Les règlements financiers ont lieu après livraison du produit « capacité ».	Il semble nécessaire de préciser la notion de "livraison" du produit de capacité, de même que le produit de capacité en lui-même.	Moyenne
24	4.2.1.1	25	"Contrairement aux ISO américains, RTE n'est pas une émanation de la communauté des fournisseurs"	Cette remarque nous semble importante car si RTE a des missions qui lui sont confiées autour du monopole régulé du transport, RTE reste une entreprise privée et dans le cadre d'activités non régulées, se comporterait comme un acteur privé comme un autre. Il est donc important de bien clarifier les missions qui lui sont confiées et qui relèvent d'un "service public" lorsque c'est le cas, sans attendre forcément un comportement "public" en dehors. Energy Pool tient à préciser qu'il ne s'agit en aucun d'une quelconque défiance vis-à-vis de RTE, mais d'une volonté de bien préciser les choses.	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
25	4.2.2.2	28	Chaque fournisseur doit remplir son obligation en pratiquant des échanges avec d'autres acteurs, que ce soit de manière bilatérale ou par le biais de plateformes de marché organisés non obligatoires.	Energy Pool souligne le fait qu'un marché décentralisé risque d'entraîner une prédominance des échanges en gré à gré comme cela est le cas sur le marché de l'énergie (pour illustrer ce propos, seulement 6% des échanges d'électricité à terme sont passées par le marché organisé lors du 1er trimestre de l'année 2011, selon le rapport de la CRE "Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz") et donc entraîner peu de transparence sur les prix. Ce manque de transparence risque d'entraîner un découragement des investisseurs qui ne bénéficieraient pas d'un bon signal prix.	Moyenne
26	4.2.2.2	30	Cela se traduirait par plusieurs vérifications de la couverture du portefeuille des acteurs, à des échéances différentes.	Ces multiples vérifications sont-elles envisageables et surtout donneront-elles une information crédible ? Comme elles ne s'appliqueront que sur une part de l'obligation, elles risquent de ne pas faire apparaître un manque par rapport à l'obligation globale, pour ce qui concerne la marge "ultime" en cas de situation exceptionnelle (mais intégrée dans le mécanisme)	Moyenne
27	4.2.2.2	30	Ce type d'architecture de marché permet de réellement considérer la consommation comme un paramètre dynamique. De ce point de vue, il est celui qui responsabilise le mieux les fournisseurs sur le comportement de leurs clients, et incite le plus aux effacements et plus globalement aux actions de maîtrise sur la courbe de charge.	Cette prise de position mériterait d'être plus argumentée par RTE. Energy Pool donne plus loin plusieurs arguments qui modèrent l'intérêt d'une telle décision, mais uniquement si on creuse et si on ne se tient pas à des exemples basiques.	Moyenne
28	4.2.3.1	30	"Plus le dimensionnement de l'obligation de capacité a lieu tôt, plus il sera entaché d'incertitudes"	Cette phrase renforce l'argument qui avance qu'une enchère en N-3 ou N-4 est inappropriée	Haute
29	4.2.3.1	31	"Schématiquement, une échéance lointaine favorise les moyens de production, une échéance de plus court terme les effacements de consommation."	Energy Pool propose une correction de cette phrase : "une échéance court terme permet le développement des effacements et contraint les moyens de production, une échéance plus lointaine favorise les moyens de production et empêche le développement des effacements"	Haute
30	4.2.3.1	31	"compte tenu des incertitudes fortes qui peuvent exister sur la demande, un horizon trop éloigné semble peu envisageable"	RTE a déjà affirmé avoir déjà commis d'importantes erreurs sur ses prévisions passées	Haute
31	4.2.3.1	31	Sur les marchés de capacité du nord-est des Etats-Unis (PJM, NE-ISO) où un horizon de temps de trois ans a été retenu, les investisseurs en production qui participent à l'enchère ont des projets qui sont à un stade déjà avancés : ils possèdent a minima le terrain ainsi que les autorisations administratives. Ainsi, le processus de prise de décision concernant la construction de capacités de production débute la plupart du temps avant les échéances du mécanisme de capacité.	Cette remarque va dans le sens d'Energy Pool quand nous défendons une échéance à 3 voire 2 ans.	Haute
32	4.2.2.2	32	"Ce type d'architecture de marché permet de réellement considérer la consommation comme un paramètre dynamique. De ce point de vue, il est celui qui responsabilise le mieux les fournisseurs sur le comportement de leurs clients, et incite le plus aux effacements et plus globalement aux actions de maîtrise sur la courbe de charge. "	Energy Pool s'interroge sur la capacité qu'à un marché décentralisé à responsabiliser les consommateurs à s'effacer lorsque cela est nécessaire et à informer ces mêmes consommateurs de leur action sur l'état de l'équilibre offre-demande, information qui est indispensable pour garantir un mécanisme accepté par tous.	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
33	4.2.3.3	33	La valorisation indirecte des actions de maîtrise des appels de puissance est très dépendante de l'architecture de marché retenue.	Si on considère la manière tarifaire d'intégrer le prix de la capacité, il faut que ce terme de capacité soit très proche d'une valeur réelle du prix de la capacité sur le marché, sans quoi la symétrie, du point de vue du consommateur, ne peut pas être atteinte. La symétrie peut éventuellement être atteinte dans le cadre d'un marché décentralisé, mais uniquement du point de vue des fournisseurs, ce qui n'est pas forcément l'objectif du législateur et du rapport Sido-Poignant qui veulent faire participer le consommateur	Haute
34	4.2.3.3	33	La valorisation indirecte des actions de maîtrise des appels de puissance est donc tributaire de cette clef de répartition et diluée. Les fournisseurs peuvent être moins incités à mettre en place ce type d'actions dans la mesure où ils n'ont pas l'assurance d'obtenir une valorisation à la hauteur du volume concerné.	Cet argument est discutable car le principal est avant tout de bien connaître quel est l'objectif à atteindre, ce qui peut être difficile à savoir si les "périodes de contrôle" qui déterminent une clef de répartition sont déterminées ex-post.	Moyenne
35	4.2.3.3	34	Jusqu'à l'échéance, ils peuvent être amenés à arbitrer entre un achat de certificats de capacité sur le marché et la mise en place d'actions (par exemple des offres tarifaires) envers leurs clients en vue de réduire leurs appels de puissance.	Cette affirmation est séduisante, mais il faut faire attention à ne pas confondre les constantes de temps : mettre en place une nouvelle offre tarifaire et la déployer sur un parc prend du temps (plusieurs mois voire années), ce qui veut dire que l'avantage mentionné n'est pas si flagrant.	Moyenne
36	4.2.3.3	34	La détermination ex ante d'un volume prévisionnel d'effacements de consommation supplémentaires (ou plus largement d'actions limitant les appels de puissance en période de pointe) ne participant pas au processus de certification initial peut s'avérer extrêmement délicate.	Les capacités certifiées doivent être les capacités sur lesquelles on peut avoir une action mesurable et sur commande "courte". Celles qui ne sont pas certifiables ainsi doivent nécessairement rentrer dans la définition de l'obligation	Moyenne
37	4.2.3.3	34	Or, cette courbe ne devra pas intégrer les effacements participant effectivement au marché en tant que capacité afin d'éviter une double comptabilisation des capacités d'effacements. Le processus de construction de cette courbe sera donc complexe et nécessitera un certain nombre d'engagements de la part des fournisseurs.	La problématique du double comptage est identique dans la vision décentralisée, où un fournisseur va éventuellement avoir la possibilité d'arbitrer pour activer des effacements en dehors du cadre de la certification, afin de réduire son obligation. Le tout est (voir plus loin) de "reboucher" la courbe de consommation des effacements réalisés dans le cadre d'un engagement en capacité. Ce qui suggère (voire rend obligatoire) une intégration de la vision 'activation' pour les effacements certifiés. Une nouvelle preuve de la difficulté d'avoir une symétrie de traitement de l'effacement qu'il soit certifié ou non.	Haute
38	4.2.3.3	34	Dit autrement, les volumes d'effacements qui seront effectivement révélés par le mécanisme de capacité seront ceux connus avec précision n années avant l'échéance. Ceci peut conduire à minorer le volume d'effacements retenu et donc a contrario accroître le volume de capacités de production contractualisé.	Cet argument n'est en partie plus valable si on s'autorise à certifier des capacités d'effacement prévisionnelles (élargissement du portefeuille d'effacement d'un fournisseur ou d'un agrégateur)	Moyenne
39	4.2.3.3	35	Au regard des incitations à la maîtrise de la consommation électrique à la pointe, les architectures permettant une couverture progressive de l'obligation apparaissent préférables.	Energy Pool trouve que cette approche est séduisante, mais est dangereuse car elle projette le mécanisme de capacités dans le très court terme, ce qui peut réellement être dommageable à la sécurité d'approvisionnement.	Haute
40	4.2.3.5	38	Graphique "Volume et Risque"	Attention, la barre verte est à 1% et pas 0,1%	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
41	4.2.3.5	39	Par ailleurs, en garantissant des revenus même en cas d'excès de capacité, un prix plancher incite au surinvestissement et conduit à un surcoût pour les consommateurs.	Le risque d'incitation au surinvestissement est faible si on considère que le prix plancher est suffisamment bas pour ne pas être suffisant pour favoriser bon nombre de capacités sur le marché.	Moyenne
42	4.2.3.5	39	chez PJM, entre l'année d'introduction de la courbe de demande administrée en 2007 et l'année 2010, les prix de la capacité sur le mécanisme ont plus que triplé	Hors contexte, cette remarque est inappropriée car on sous-entend que cela n'était pas justifié alors même que soit le besoin justifiait une augmentation du prix, soit la courbe avait été mal paramétrée. Mais cela ne remet pas en cause l'intérêt du concept de courbe de demande administrée : il faut surtout retenir que ses paramètres sont réellement structurants	Haute
43	4.2.3.5	39	Dans un mécanisme où les fournisseurs portent eux même leur obligation et sont pénalisés financièrement en cas de manquement, il est possible de mettre en place des pénalités progressives. Faire dépendre la pénalité des fournisseurs de l'écart global par rapport à l'objectif de capacité peut éviter un comportement « binaire », et lisser le signal prix envoyé par le mécanisme aux offreurs de capacité.	Ceci nous semble dangereux si tous les fournisseurs sont faiblement défaillants car alors la somme des défaillances peut devenir elle-même problématique, mais on ne s'en rendra compte qu'a posteriori	Moyenne
44	4.2.3.5	40	Cette logique est déjà mise en œuvre en France pour le règlement des écarts en énergie.	Energy Pool tient à rappeler que le marché énergie fonctionne sur un tryptique de règlement des écarts, programmation et mécanisme d'ajustement. Or si on met en place un mécanisme d'ajustement en puissance, cela se rapprochera fortement d'un marché centralisé, centré sur les capacités jugées "manquantes", la responsabilité physique de la sécurité d'approvisionnement se reportant sur l'opérateur d'ajustement en puissance, les fournisseurs n'étant responsables que financièrement de manière secondaire.	Haute
45	4.2.3.6	40	Limiter la surface financière du mécanisme permet a priori de diminuer les risques financiers qui lui sont associés, et donc les garanties bancaires et autres dispositifs nécessaires à la sécurisation des échanges.	Objectif louable, mais n'est-ce pas un "nice-to-have" qui risque d'avoir des effets de bord gênants ? Notamment, le fait que des fournisseurs intégrés aient des garanties plus faibles en proportion que les fournisseurs purs peut représenter une distorsion de la concurrence. A ce titre, la centralisation permet une mutualisation de cet effet	Moyenne
46	4.2.3.6	41	"La mise en place d'un prix garanti pendant plusieurs années peut conduire à des surcoûts. Si les prix de la capacité baissent pour cause de surcapacité, les consommateurs vont continuer à payer à prix élevé des capacités construites quelques années auparavant."	Energy Pool affirme que les capacités nouvelles ne représenteront qu'une faible part du total des capacités, l'impact global en termes de coût sera ainsi fortement limité. De plus, la mise en place d'un prix garanti pendant une certaine période est la condition nécessaire pour inciter les investisseurs à apporter de nouvelles capacités. Cette période doit néanmoins être raisonnable.	Moyenne
47	4.2.3.6	42	Graphique EDF	Manque l'explication du 0,64 (point de compréhension pour ceux qui ne liraient que le rapport)	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
48	4.2.3.6	42	"Une architecture de marché décentralisée, avec un dimensionnement centralisé ou décentralisé, permet de réduire considérablement la surface financière du dispositif tout en assurant une participation physique de l'ensemble des capacités au mécanisme. Elle permet en effet de ne faire transiter sur le marché que le différentiel entre les certificats dont disposent les acteurs et leurs propres besoins."	Energy Pool rappelle néanmoins que dans l'optique d'un marché décentralisé, les capacités propres devront tout de même être certifiées ce qui engendrera un coût. Par ailleurs la volonté de "réduction considérable de la surface financière du dispositif" va favoriser les fournisseurs intégrés, ce qui est une prime à l'investissement qui peut être vue comme une bonne chose du point de vue de la stimulation concurrentielle, mais est néanmoins loin de la volonté de faire du "dégrouper" comme cela avait pu être suggéré dans le rapport Champsaur. Energy Pool pense que la France a la possibilité de mettre en place un dispositif qui inspirera peut-être un mécanisme à l'échelon européen et que dans ce cadre, il est intéressant d'être ambitieux et de limiter au maximum les particularismes nationaux.	Moyenne
49	4.2.4	43	Le dimensionnement de l'obligation de capacité des fournisseurs ne devrait pas se faire de manière centralisée, pour éviter de devenir une « prescription de consommation ». RTE préconise l'utilisation d'un critère de dimensionnement décentralisé, basé sur une formule appliquée à la consommation réalisée de chaque fournisseur, permettant de vérifier le respect de son obligation.	L'approche bottom-up préconisée semble un peu dangereuse à Energy Pool qui pense qu'a minima, il pourrait être intéressant de demander aux fournisseurs de publier de manière régulière leurs prévisions et leur couverture, afin de vérifier d'une part que les prévisions sont réalistes et d'autre part qu'il n'y a pas un trop grand retard sur la couverture. En cas de prévision sous-estimée, un arbitre (la CRE ?) pourrait être mandaté pour forcer un fournisseur à se couvrir plus largement en capacités.	Haute
50	4.3.4	46	Prise en compte implicite des interconnexions : les acteurs étrangers ne participent pas au mécanisme, et l'apport des pays voisins à la sécurité d'alimentation en France se traduit par une diminution du dimensionnement de l'obligation de capacité des fournisseurs.	Energy Pool pense qu'il ne s'agit pas nécessairement d'une diminution. En effet, si un producteur s'engage à exporter durablement et notamment pendant les pointes, le solde peut être négatif. Il ne faut pas confondre un historique et une prévision. Il faut bien regarder si des capacités ont une probabilité non nulle d'être ajoutées à l'import.	Moyenne
51	4.3.4.1	48	Il y a donc une différence de nature entre une capacité localisée en France et une capacité étrangère	Cette affirmation est fautive, si on peut convenir qu'il y aura une différence de traitement entre deux capacités d'un côté et de l'autre d'une frontière, on ne peut pas dire que leur nature est différente, justement. Seul le plus grand maillage du réseau sur le territoire national (vs interconnexions) pourrait justifier une différence "physique", mais il existe des différences similaires avec des capacités en France. Par ailleurs, il faut noter que certains des points mentionnés pour des capacités étrangères pourraient très bien s'appliquer à des capacités françaises.	Haute
52	4.3.4.1	48-49	A l'instar des capacités françaises, les capacités étrangères seraient soit des capacités de production, soit des capacités d'effacement. Au-delà des difficultés techniques et légales de certification et de contrôle de ces capacités, la mesure de l'impact sur la sécurité d'alimentation française d'un effacement de consommation dans un autre pays européen (pas nécessairement frontalier, par exemple le Portugal ou la Pologne) apparaît très délicate.	Ces remarques militent pour la mise en place d'un marché européen de capacités au plus tôt. Et a minima de concevoir le mécanisme français de sorte qu'il s'intègre de façon fluide dans quelques années à un mécanisme européen (euro-compatibilité ++)	Moyenne
53	4.3.4.1	49	Il serait donc arbitraire de valoriser la capacité d'un acteur en particulier, alors que c'est le surplus global de capacité qui rend le service.	Oui, mais un surplus global "maîtrisable et donc exportable" peut être généré par l'engagement d'un acteur détenteur de capacité à être activé	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
54	4.3.5	50	RTE recommande que la prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité français se fasse au niveau du dimensionnement de l'obligation de capacité, qui doit être adapté dans la mesure du bénéfice apporté par les interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.	Mais alors comment répartir le "bénéfice" des interconnexions entre les fournisseurs ? Surtout dans le cadre d'une obligation "décentralisée" : la gestion des bénéfices des interconnexions pourraient occasionner des problématiques des fournisseurs ne sachant pas exactement de combien ils disposeront.	Moyenne
55	4.4.1	50	régulation allant jusqu'à un contrôle fin des revenus issus des marchés de capacités. Ce	Des revenus, oui, mais pas uniquement du marché de capacité, car vision sur le complément énergie vs le missing money qui est constaté sur le marché énergie. Plus fondamentalement, le marché énergie devrait à terme être "défalqué" de la valeur puissance qu'il portait jusqu'à présent, à ceci près que le couplage avec les autres marchés rend ceci improbable, ou du moins l'effet sera fortement dilué. Il conviendrait donc de mettre en place des marchés de capacité similaires sur tous les marchés couplés, ou bien d'intégrer sur le marché français une correction capacité pour les blocs venant de l'étranger.	Haute
56	4.4.1	51	Ainsi, cette régulation économique vise globalement à contrôler les revenus issus du mécanisme de capacité afin d'éviter tout effet d'aubaine.	Si marché est décentralisé, le prix de la capacité dépend de chacune des transactions, ce qui peut être très difficile à gérer pour l'autorité de surveillance. Avec un marché centralisé, toutes les capacités sont valorisées au même prix, ce qui veut dire qu'il y a forcément sur-rémunération de certaines capacités de base qui n'ont pas besoin d'une rémunération supplémentaire ; un mécanisme de pay as bid corrigerait ceci mais en introduisant la même complexité que citée en début de remarque.	Moyenne
57	4.4.1	52	un modèle centralisé doit, pour fonctionner et atteindre les objectifs souhaités être accompagné de la mise en place d'une régulation forte et intrusive	Le caractère intrusif n'est pas nécessairement corrélé et cela tient selon Energy Pool à la nature du RTO qui est une association d'acteurs, ce qui veut dire que le but de l'intrusivité est de vérifier qu'il n'y a pas (trop) de passagers clandestins dans le système => un mécanisme centralisé organisé par un acteur régulé peut sans doute être beaucoup moins intrusif, laissant la régulation à une autorité de surveillance qui ne jugerait que les abus manifestes.	Moyenne
58	4.4.1	53	Les règles de certification devront par ailleurs limiter les risques de rétention abusive de capacité.	Il faut correctement définir ce risque de rétention, ce qui peut être assez simple à mettre en place pour des capacités existantes, identifiées de production, mais qui sera beaucoup plus difficile à envisager pour des capacités d'effacement qui doivent encore être "révélées" et ne font pas nécessairement l'objet d'une rétention, mais plutôt dont l'analyse/l'équipement éventuellement nécessaire ne sont pas achevés à une date donnée.	Haute
59	4.4.1	53	Une seconde approche consiste à contrôler ex post les revenus des offreurs de capacité et corriger le cas échéant les revenus issus du mécanisme de capacité.	Ce paragraphe néglige fortement le fait générateur du risque d'abus, c'est à dire les revenus énergie qui viennent en complément des revenus de capacité. Une capacité qui a déjà été rémunérée via le marché de capacité est moins légitime à pratiquer des prix élevés en cas de tension sur le marché et en retirant ainsi des rentes de rareté. Mais justement la mise en place du marché doit éviter la rareté "critique", ce qui devrait mener à des prix moindres. Energy Pool tient à souligner que le fait de ne pas vouloir considérer l'activation des capacités dans le mécanisme de capacité, surtout pour des capacités d'effacement, ne peut que rendre difficile une réelle surveillance et même l'établissement de règles à ce sujet.	Haute

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
60	4.4.1	53	Les consommateurs doivent a minima connaître avec précision le coût de capacité généré par leur profil de consommation.	On peut informer un consommateur sur ce qui détermine le besoin de capacité global, donner la mesure du besoin que lui génère et également le coût qui lui est facturé à ce titre. En revanche, il semble très difficile de donner un coût exact, surtout si le prix de la capacité n'est pas unique (cas du décentralisé ou du centralisé avec plusieurs enchères ou possibilités de rééquilibrage).	Moyenne
61	4.4.2	53	"En coexistence avec un système de régulation et de surveillance adapté, un niveau de transparence élevé sur les composantes fondamentales de l'offre et de la demande de certificats est essentiel pour un fonctionnement efficace du mécanisme de capacité. L'impératif de transparence comporte un double enjeu. En permettant aux acteurs de mieux appréhender l'équilibre offre-demande, il conditionne la robustesse du signal-prix, qui peut ainsi refléter de manière plus précise les fondamentaux du marché."	Energy Pool affirme que le marché décentralisé risque de privilégier les échanges de gré à gré, comme c'est le cas sur le marché de l'énergie, et n'est donc pas vraiment un gage de transparence. Quand on parle de transparence des transactions, il faut préciser desquelles ? Marché organisé, forcément, mais quid de l'OTC ? Et les volumes échangés sont-ils suffisants pour que le signal-prix soit significatif ?	Moyenne
62	4.4.2	54	"Une bonne transparence de mécanisme nécessite la mise à disposition d'informations bien distinctes. Avant les échanges commerciaux dans le cadre du marché , les acteurs doivent transmettre les fondamentaux, côté consommation et côté capacités. Après la réalisation de ces échanges commerciaux et des résultats du marché, les informations suivantes doivent être publiées : prix, volume échangé sur le marché. "	Energy Pool s'interroge sur la signification exacte du terme "marché". Signifie-t-il l'ensemble des échanges qui seront opérés ou simplement les échanges dans le cadre d'un marché organisé? Plus largement, Energy Pool affirme qu'il est capital de définir précisément ce terme pour que le projet n'accouche pas d'un terme passe-partout qui introduit des concepts flous et entraîne l'apparition de failles dans le dispositif.	Moyenne
63	4.5	55	L'obligation de capacité introduit un élément supplémentaire dans cette architecture, en responsabilisant les fournisseurs sur la puissance appelée par leurs clients. Ils ne doivent plus seulement payer les ajustements nécessaires à l'approvisionnement de leurs clients par le biais de leur Responsable d'Equilibre, mais disposer en avance des capacités nécessaires à cet approvisionnement.	Il est à noter que les fournisseurs sont déjà plus ou moins responsabilisés car ce sont bien eux qui supportent les coûts très élevés qui surviennent lors des déficits de capacité. Ils ne sont en revanche pas responsabilisés sur la survenance d'une défaillance explicite.	Moyenne
64	4.5	55	La distinction entre les deux produits, capacité et énergie, doit être claire. Par exemple, un certificat de capacité ne constitue en aucune sorte un « droit de tirage » sur l'énergie produite par le moyen correspondant.	Energy Pool pense que l'activation des capacités est tout de même fortement liée et que la position décrite par RTE est un choix par rapport à plusieurs possibles et pas un modèle unique applicable.	Haute
65	4.5	55	Les deux produits existent donc en parallèle, et n'ont pas de lien direct entre eux. Cependant, la complexité de l'architecture de marché, qui permet son adaptation à la diversité des situations, va imposer certains points de rencontre entre les produits capacité et énergie.	Un lien explicite existe déjà dans certains cas particuliers, notamment celui de l'ARENH ou un contrat de cession d'énergie intègre de fait également une capacité. Ceci est a priori le cas pour les obligations d'achat (voir plus loin) et/ou pourquoi pas une vente de bandeau (dont à l'export ?)	Moyenne
66	4.5	56	Le volume d'ARENH attribué à un fournisseur va également définir la quantité de garanties de capacité dont il bénéficiera.	Une question peut se poser sur l'identification de la capacité nucléaire sous-jacente, puisque si la capacité n'est pas identifiée en tant que telle, cela veut dire qu'une garantie de capacité n'intègre pas cette dimension, ce qui peut poser problème.	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
67	4.5	56	Il ne semble donc pas pertinent de faire valoriser les capacités bénéficiant de l'Obligation d'Achat par le mécanisme de capacité.	Energy Pool est un peu surpris de cette position qui ne synthétise pas la concertation alors qu'elle le prétend. Energy Pool pense que les capacités sous OA doivent donner lieu à certification et l'achat par EDF fait qu'EDF détient les certificats correspondants, tandis que le détenteur de la capacité est alors soumis à un certain nombre d'engagements liés à la certification et à l'utilisation de ces certificats par EDF pour répondre à son obligation ou alors à la revente sur le marché.	Moyenne
68	4.5	57	Si elle doit permettre de résoudre des imperfections des marchés de l'énergie au niveau français, la mise en place du mécanisme de capacité ne doit pas perturber le fonctionnement des marchés de l'énergie au niveau européen. Dans cette optique, il est important de ne pas modifier la nature des produits échangés sur les marchés de l'énergie français, ni les conditions de ces échanges.	Energy Pool souscrit à cette volonté, mais rappelle qu'à moins que les coûts de capacité viennent intégralement d'ajouter sur la facture des consommateurs français, il y aura nécessairement un impact sur le marché énergie.	Moyenne
69	5.1.1	58	Dans le prolongement du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, une part importante des participants à la concertation ont exprimé le souhait que le mécanisme se focalise dans un premier temps sur les périodes de plus forte consommation. Dans un second temps, si le besoin est avéré, le périmètre du mécanisme pourrait être étendu.	Energy Pool tient à rappeler qu'elle se positionne comme un des rares acteurs à défendre l'idée de ne pas se concentrer uniquement sur les heures de consommation maximale dès la mise en place du mécanisme car il y a beaucoup à apprendre avant d'avoir un mécanisme efficace donc autant tester aussi tôt que possible.	Haute
70	5.1.3	59	Associé au volume total de certificats de capacité émis, cela permet d'anticiper les éventuels déséquilibres entre l'offre et la demande électrique et donne ainsi des signaux sur des besoins d'éventuels investissements pour de nouvelles capacités.	Est-ce que l'émission d'un certificat suffit à incrémenter la sécurité d'approvisionnement ? Notons qu'un certificat correspondant à une capacité plus chère que la pénalité ne trouvera pas preneur... La capacité sera-t-elle alors néanmoins astreinte à être présente à la pointe ? Selon Energy Pool, une capacité certifiée n'est soumise à engagement que si elle est détenue par un fournisseur (et pas par un trader) ou par un détenteur de capacité dont une capacité est défaillante... Un certificat doit donc avoir deux états : libre ou engagé. Cet état peut a priori changer jusqu'au dernier moment (pour qu'un détenteur de capacité puisse parer à une défaillance éventuelle) => ceci donne une gestion difficile mais nécessaire	Haute
71	5.2.2	64	Différents critères possibles sont envisageables :	Energy Pool pense que le plus pertinent serait une combinaison des deux facteurs proposés : - une évaluation de la thermo-sensibilité, scénario de T° extrême - un % de marge d'erreur sur la "base"	Haute
72	5.2.2	64	Ces deux possibilités sont bien symétriques car elles sont prises en compte dans le calcul de manière équivalente	Nous pensons que les éventuels impacts du taux de marge et de la thermo-sensibilité peuvent venir casser cette symétrie.	Moyenne
73	5.2.2	64-65	Illustration de la répartition de l'obligation entre fournisseurs avec une prescription décentralisée	Cet exemple ignore les aspects de thermo-sensibilité et est de fait un peu simpliste, la réalité semble beaucoup plus complexe, limitant au final l'intérêt du modèle décentralisé NB : le -1.2GW devrait être remplacé par -1,11	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
74	5.2.3	65	Préconisations de RTE	<p>Selon Energy Pool, la symétrie de vision fournisseur, principal avantage mis en avant, n'est avérée que dans des cas simples et est remise en cause dans des cas plus complexes, tandis que du point de vue consommateur, la symétrie n'existe de toute façon pas.</p> <p>Par ailleurs, une incertitude règne sur l'obligation réelle jusqu'au dernier moment (l'effet comportement "final" des consommateurs reste fort). On peut donc estimer que les acteurs procéderont à un surdimensionnement de leurs capacités pour limiter leur risque de pénalité (comme sur le marché de l'énergie qui est souvent plutôt en écart positif). Ainsi, on peut se demander si ce surdimensionnement "bottom-up" ne sera pas plus important que celui qui serait engendré dans le cadre d'une obligation en avance de phase (top-down) ?</p>	Haute
75	5.3	65	Il s'agit donc d'établir la position des fournisseurs, en tant que responsables d'équilibre en capacité, sur leur périmètre. Ces derniers doivent démontrer qu'ils détiennent un volume de garanties de capacité correspondant à leur obligation.	<p>Comment ceci est-il possible si seule la méthode de calcul est connue et que l'obligation sera calculée ex-post sur la base des consommations réelles ? On peut évidemment utiliser des prévisions à 6 mois, mais alors quel est l'avantage par rapport à une obligation déterminée 2 ans en avance et revue 6 mois avant l'échéance, la précision ne sera a priori pas meilleure... Ou alors les contrôles ne seront qu'informatifs, ce qui peut en limiter la portée, si ce n'est d'augmenter la pénalité pour défaillance si un fournisseur a été prévenu qu'il allait vers un manque de certificats.</p>	Haute
76	5.4	67	Une sanction calculée comme une majoration du montant non acquitté répond à l'objectif précisé dans la loi.	<p>Le "montant non acquitté" doit être précisé. Cela revient à la question ci-dessus sur le caractère libératoire ou non d'une pénalité.</p>	Moyenne
77	5.4	67	<p>Coût de la défaillance</p> <p>Dans la tarification historique d'EDF, les trois heures en espérance de défaillance sur une année d'aléa extrême se voient attribuer un coût très élevé (de l'ordre de 20000 €/MWh), représentant le prix théorique moyen que la collectivité est prête à payer pour ne pas subir de coupure durant la période de défaillance.</p>	<p>Ce n'est pas tout à fait vrai, le coût ainsi décrit est le coût raisonnable permettant de se débarrasser de la défaillance. Le coût de la défaillance (si celle-ci intervient réellement) est bien plus important est extrêmement difficile à mesurer (événements heureusement fort rares et pas de comptabilité spécifique ni de paiement effectif par les acteurs responsables)</p>	Moyenne
78	6.1	68	<p>La notion de capacité d'effacement doit être précisée. Il a été proposé lors de la concertation de reprendre la définition d'un effacement de consommation retenue par le groupe de travail CURTE portant sur la Segmentation et valorisation des effacements de consommation : « Sur sollicitation externe, baisse de puissance électrique appelée au point de raccordement, pendant un temps donné, résultant d'une action qui modifie le comportement du consommateur ».</p>	<p>Par nature, une consommation peut donner lieu à une capacité d'effacement correspondant de manière exacte à la contribution à la pointe de cette consommation. Mais cela n'en fait pas automatiquement une capacité, car elle n'est pas forcément actionnable. Il y a donc une définition à affiner par rapport à la loi pour dire ce qui fait d'une consommation une capacité d'effacement (qui de fait est astreinte à demander certification).</p>	Haute

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
79	6.1	68	Si leur certification peut s'avérer délicate (aussi bien d'un point de vue technique que juridique), leur prise en compte indirecte dans l'obligation faite aux fournisseurs offre l'avantage de la simplicité.	La loi POPE incite déjà les fournisseurs à mettre en place des programmes d'efficacité énergétique. Il semble justifié d'intégrer ces actions de manière indirecte, par réduction du besoin, et il ne semble pas totalement aberrant que ces actions soient prises avec un léger décalage temporel, dans la mesure où leur effet n'est pas réputé stable (ce qui veut dire que même dans le cadre d'une prescription à l'avance, leur effet sera intégré, certes avec un léger décalage, mais qui n'est pas forcément gênant étant donné l'imprécision de la mesure de la contribution à la pointe de ces actions qu'on retrouverait si on cherchait à les certifier).	Moyenne
80	6.1	69	Enfin, le mécanisme de capacité portant sur des échéances de plusieurs années, les capacités qui y participent peuvent être à l'état de projet. Ces capacités nécessiteront des traitements particuliers, au regard du risque physique accru qu'elles génèrent (retards possibles de livraison, non aboutissement du projet)	N'oublions pas que les capacités existantes portent elles aussi un risque non nul : défaillance longue, déclassement imprévu, c'est notamment un risque avéré avec les centrales nucléaires dont l'exploitation est soumise à des contrôles de plus en plus rigoureux suite à l'accident de Fukushima. Le risque n'est donc pas une caractéristique propre aux capacités en projet, comme c'est souvent le cas pour l'effacement	Moyenne
81	6.1	69	Au-delà de cet aspect long-terme concernant l'adéquation de capacité, l'équilibre offre-demande électrique est assuré en temps réel par une disponibilité effective des capacités. Des mécanismes ciblés qui se traduiraient également par une absence d'engagement physique de la part des détenteurs de capacités correspondantes ne pourraient assurer la satisfaction de l'équilibre offre-demande. Plus précisément, il n'y aurait aucun changement par rapport à la situation actuelle, ce qui pourrait légitimement susciter un doute sur la plus-value apportée par le mécanisme de capacité sur la sécurité d'alimentation.	La position d'Energy Pool est de dire que les capacités doivent toutes être certifiées et rémunérées. La rémunération déclenchant les engagements physiques de disponibilité, même cette rémunération est au final nulle, pour une raison ou une autre. Car n'oublions pas que la rémunération porte également engagement et donc risque de pénalité.	Haute
82	6.2	70	Une garantie de capacité, délivrée plusieurs années à l'avance, portent sur une période annuelle centrée sur l'hiver. Elle n'est valable que pour cette période donnée et il est par conséquent impossible de remplacer un certificat d'une période par un certificat d'une autre période.	N'oublions pas que d'autres formes de garanties peuvent exister, ceci n'est qu'une proposition d'UN possible.	Moyenne
83	6.2	70	Les garanties de capacité ne fournissent aussi aucun droit d'accès à l'énergie du moyen sous-jacent. Elles sont en effet associées à des engagements d'effectivité et de disponibilité du moyen.	C'est un parti pris qui pourrait être envisagé différemment. Notamment représenter une option d'achat de blocs d'énergie avec une date mobile. A minima, il devrait pouvoir être possible d'ajouter une telle option à un certificat. Energy Pool rappelle en tout cas qu'elle estime que pour des capacités d'effacement, un lien avec l'énergie pourrait s'avérer, si pas nécessaire, bien utile.	Haute
84	6.2	70	Ce critère reposera, du moins dans un premier temps, sur les périodes de plus forte consommation. L'intérêt d'une capacité peut alors se mesurer dans la défaillance qu'elle permet d'économiser.	Energy Pool souscrit au principe mais s'interroge sur les méthodes de mesure (qui ne sont pas précisées)	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
85	6.2	71	Période / Jours / Heures et exemple	Ces trois critères représentent une bonne base de travail, mais ne sont pas nécessairement les plus pertinents. Energy Pool a pu faire d'autres propositions en cours de concertation. Concernant l'exemple, l'attribution des coefficients semble très arbitraire, alors même qu'ailleurs dans le mécanisme, on cherche à être beaucoup plus précis.	Moyenne
86	6.3	72	Plusieurs propositions ont émergé sur l'établissement du niveau de puissance disponible	Energy Pool souhaite souligner un risque de rétention de capacité par la sous-évaluation de la disponibilité prévisionnelle. Et par conséquent, une surveillance très forte est totalement indispensable par la CRE ou tout autre acteur désigné.	Moyenne
87	6.3	73	Le caractère modulable / fatal des capacités. Cette caractéristique est essentielle car le potentiel de puissance est totalement différent pour une capacité qui peut moduler sa charge et une capacité dont la puissance réellement disponible dépend de paramètres est finalement exogènes à la capacité.	Le caractère fatal doit, selon Energy Pool, être contrebalancé par la constitution d'un bundle entre par exemple une capacité fatale et de l'effacement, afin de pouvoir garantir un niveau de puissance sur une période de disponibilité. Cette possibilité, non obligatoire, serait intéressante à mettre en place	Haute
88	6.3	73	Le niveau d'agrégation potentiellement différent pour des capacités centralisées, décentralisées voire diffuses.	Selon Energy Pool, la question de l'agrégation et du foisonnement ne doit pas se traiter à ce niveau. A noter que le foisonnement peut donner des opportunités pour un acteur de faire de la rétention de capacité de bonne foi (pour assurer une disponibilité)	Haute
89	6.4.1	73	Le processus de certification est l'élément déclencheur du mécanisme de capacité. Il débute plusieurs années à l'avance et en anticipation de la définition même de l'obligation qui pèse sur les fournisseurs.	La certification donne-t-elle droit à des certificats pour 1 an ou plusieurs années ? Si plusieurs années, quelles évolutions peuvent justifier de repasser par la case certification (évolution de la capacité, mais quid pour de l'effacement dont la conso sous-jacente évolue naturellement beaucoup) ?	Moyenne
90	6.4.1	73	La connaissance du nombre de certificats de capacité émis est un élément clef pour estimer le niveau de sécurité d'approvisionnement du système	Ceci est un bon indicateur, mais pas une mesure fine, car il y aura toujours des capacités certifiées qui in fine ne participeront pas à la sécurité d'approvisionnement car elles n'auront pas trouvé preneur sur le marché et ne seront donc pas engagées à quoi que ce soit.	Haute
91	6.4.1	73	Vue d'ensemble du processus de certification Le processus de certification est vu comme un ensemble cohérent s'opérant en quatre phases : la demande de certification, la certification à proprement parler, le suivi et le contrôle des engagements et enfin l'étape de pénalisation, le cas échéant.	Energy Pool tient à ce que soit ajouté le passage de l'état « libre » à « engagé », sans quoi les certificats non achetés peuvent être soumis à une obligation de disponibilité sans rémunération. (voir autre point similaire plus haut)	Haute
92	6.4.1	74	Schéma récapitulatif de la certification	Trois points : - un déjà vu : qui paie la certification, car un acteur certain de ne pas trouver de preneur pour sa capacité mais obligé de faire certifier sa capacité va avoir un souci (payer pour rien), cela peut inciter à déclasser des capacités qui seraient utiles non pas en année N mais peut-être en année N+2 ou 3 (il serait alors logique de ne payer la certification que plus tard). - le contrôle n'a lieu que si la capacité a trouvé preneur et est rémunérée - la pénalisation pour défaillance totale est assez évidente. Pour défaillance partielle, ceci mérite d'être précisé, un lien avec la suite pourrait être mis en place.	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
93	6.4.1	75	La certification de capacité restera possible jusqu'à la période de livraison afin de permettre la prise en compte de nouvelles capacités qui seraient mises en service pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles.	Il y a néanmoins un moment où il faut s'arrêter car l'apport de la capacité n'est plus "opérationnel" pour le système	Moyenne
94	6.4.2	76	Ce volume reflète la puissance disponible et sa contribution en intégrant les contraintes techniques de la capacité au regard des besoins du système. Il est préconisé que l'engagement soit dimensionné par les offreurs de capacité, plus à même de connaître les performances de leurs capacités, et encadré par un plancher basé sur l'historique.	Pour certaines capacités, le détenteur peut être amené à proposer un engagement de disponibilité supérieur au réel. Or ceci peut être difficile à identifier si la capacité est rarement activée. Elle peut très bien ne pas être "fantôme" et le prouver, sans pour autant être aussi disponible qu'affirmé. La pénalité afférente à un manque de disponibilité n'est pas forcément suffisante pour que des détenteurs de capacité ne "jouent" avec cette disponibilité s'ils savent que leur capacité sera peu activée. Attention cependant à ne pas mettre en place une pénalité trop dure qui pénaliserait fortement un acteur ayant joué le jeu mais se retrouvant face à un aléa...	Haute
95	6.5	76	Au regard de l'anticipation retenue pour la structure globale du marché, les projets de nouvelles capacités de production devront être suffisamment avancés pour pouvoir être mis en service dans un délai respectant la période de livraison à échéance. Cela signifie qu'un certain nombre d'étapes techniques et administratives auront été anticipées.	Ceci dépend également de la filière car si on regarde Flamanville, le projet est engagé, sortira bien de terre un jour mais prend du retard qui est difficile à estimer précisément...	Basse
96	6.5	77	Un recours à des garanties bancaires constitue un outil de gestion des risques possible et efficace	Attention à ne pas mettre trop de responsabilité sur les détenteurs de capacité alors que le but du mécanisme est de responsabiliser avant tout les fournisseurs. A ce titre, les fournisseurs pourraient raisonnablement être amenés à financer les garanties bancaires des détenteurs de capacité	Moyenne
97	6.6.3	79	Il est préconisé que le volume de certificats attribué à de telles capacités prenne en compte un facteur de charge défini sur une base d'historique correspondant aux conditions représentatives des périodes de tension potentielle.	Energy Pool affirme que la détermination du facteur de charge des capacités intermittentes pendant certaines périodes est peu précise. En effet, ces paramètres peuvent varier d'une année sur l'autre pour une même période. De plus, la variabilité des moyens intermittents est encore mal connue mais des variations du facteur de charge de plus de 10% en quelques minutes ont déjà été observées. Ainsi, la mise en place d'un facteur de charge référence sans la sécurisation de ces moyens avec une capacité back-up fait peser un risque important sur l'équilibre global du réseau. Attention donc à ne pas surestimer ces moyens, qui devraient être considérés avec des backups, il ne faut pas que les pénalités encourues soient trop faibles. Le taux de marge des obligations doit prendre en compte les aléas de ces moyens dans le mix, pourquoi mutualiser cela ?	Moyenne
98	6.7.2	82	La prise en compte des ordres tarifaires nécessite une attention particulière.	Un changement de tarif à une heure donnée constitue-t-il une sollicitation externe ? Pas si l'heure est fixée. Or si on (re-)constitue des pointes mobiles, la réaction risque d'être très difficile à mesurer !	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
99	6.7.2	83	Le modèle de marché décentralisé avec une prescription décentralisée répond à cette exigence.	Ceci est vrai si ces effacements ne déplacent pas la "pointe" telle qu'elle est définie ex-post pour la vérification des obligations (par exemple, si on rabote fortement les pointes du soir, il est possible que la mesure de l'obligation de capacité soit transférée sur les pointes du matin qui n'auront peut-être pas fait l'objet de mesures spécifiques, voire auront concentré un report de consommation)	Haute
100	6.7.2	83	Tableau illustratif : Activation	Qui dispose du signal de déclenchement d'une capacité d'effacement ? Pour mémoire, il est préconisé par ailleurs de ne pas lier disponibilité (capacité/puissance) et activation (énergie). Corrélativement, qui peut les limiter et au nom de quoi ? (quelles contreparties éventuelles ?)	Haute
101	6.7.2.1	83	Une certification continue des capacités jusqu'à la période de livraison permettra de prendre en compte le réel potentiel d'effacement	Nous pensons que cela limite la visibilité des capacités disponibles à l'avance et donc la transparence du marché.	Basse
102	6.7.2.1	84	il sera nécessaire de prévoir un recours obligatoire à des tests synchrones et coordonnés entre les différents détenteurs afin d'assurer la réalité de ces capacités et ceci au niveau de puissance attendu. Ces tests pourront rapidement présenter un niveau de complexité rédhibitoire.	Energy Pool ne pense pas que ce niveau de complexité soit totalement rédhibitoire, si on met en place des bons processus de suivi, ceci est tout à fait faisable. Il faut en revanche être précis dans les spécifications afin de concevoir des systèmes d'information n'ayant pas trop de cas limites à gérer.	Moyenne
103	6.7.2.2	84	Ceci sera d'autant plus nécessaire qu'une capacité d'effacement fait intervenir potentiellement plusieurs acteurs. En effet, les clients consommateurs sont généralement rattachés en amont à un fournisseur et, à un Responsable d'Équilibre.	Rappel : un point de soutirage peut être rattaché à un et un seul responsable d'équilibre, mais peut en revanche avoir des fournisseurs multiples. Ceci est susceptible de générer une très forte complexité dans tout le mécanisme.	Haute
104	6.7.2.3	85	Cette dernière activation peut être réalisée par le fournisseur ou par un tiers agrégateur	Plutôt par le responsable d'équilibre du site que le ou les fournisseurs, à étudier	Moyenne
105	6.7.2.3	85	En fonction du type d'effacement, il est nécessaire d'identifier l'acteur en charge d'activer les capacités d'effacement lorsqu'elles sont certifiées.	Cela nous semble évident, il s'agit de l'exploitant de la capacité (ou détenteur de capacité), soit l'entité qui a demandé la certification.	Moyenne
106	6.7.2.4	85	Commentaires RTE Il est préconisé, pragmatiquement, de ne pas prendre en compte les externalités des capacités dans la certification, ceci afin d'assurer l'adéquation de capacité. Les externalités positives des capacités ont par ailleurs vocation à trouver leur valorisation dans des mécanismes dédiés.	La question de l'impact de l'effacement sur les pertes semble d'autant plus importante à traiter que des acteurs comme les gestionnaires de réseau seront considérés comme fournisseurs devant "fournir les pertes". Ne pas prendre en compte l'effet des pertes représenterait donc potentiellement un transfert financier des détenteurs de capacités (d'effacement mais aussi de production décentralisée) vers les gestionnaires de réseau.	Haute
107	6.7	N/A	Remarque sur une "absence"	Energy Pool pense qu'il serait utile de mentionner dans le 6.7 la problématique du fait qu'un effacement faisant l'objet d'une certification et étant activé doit être "redressé" pour la courbe de consommation qui est considérée, sans quoi l'effacement est compté deux fois. Il faut donc suivre les activations. Ceci est traité plus loin, mais il serait intéressant d'avoir au moins un renvoi car ceci manque cruellement à la lecture de ce chapitre.	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
108	7.1.1	86	Au cours de la concertation, le Mécanisme d'Ajustement est très rapidement apparu comme une interface à privilégier.	Concernant les effacements, le MA ne devrait pas être totalement incontournable car il est tout à fait envisageable que les conditions de participation au MA ne soient pas réunies, mais que pour autant la capacité soit existante, réelle. Il faudra pouvoir mesurer l'activation de ces capacités et en supprimer l'effet dans la courbe réelle. Exemple : un agrégateur d'effacement en conflit avec un RE pourrait se voir refuser une participation au MA, mais être néanmoins en mesure de procéder à des effacements. Dans ce cadre, la capacité existe bel et bien mais ne peut pas être contrôlée via le MA.	Haute
109	7.1.1	87	La fourniture d'un programme prévisionnel de consommation pourrait alors être pertinente et devenir une condition obligatoire pour la participation au mécanisme de capacité.	Une telle "condition obligatoire" peut devenir un frein important au développement des effacements si le programme doit être très précis ou est engageant, surtout sur concernant des effacements diffus où d'une part la prévision peut être difficile, mais d'autre part nécessiter des coûts administratifs prohibitifs pour une valeur ajoutée faible du point de vue du mécanisme de capacité.	Moyenne
110	7.1.1	88	Lors de la concertation, un consensus est apparu sur la nécessité de corriger la courbe de consommation des capacités d'effacement activées, lorsqu'il y a certification de ces effacements.	Ceci souligne la nécessité, a minima, de suivre les activations réalisées par des capacités d'effacement. Il n'y a qu'un pas pour aller au-delà et intégrer des contraintes d'activation et donc différencier non plus seulement la certification de ces capacités, mais également les aspects de rémunération.	Haute
111	7.1.2	88	Il est proposé que cette fréquence soit annuelle, en cohérence avec l'organisation générale du mécanisme. Le caractère effectif de la capacité doit être observable et assuré.	Une vérification annuelle peut être totalement insuffisante pour vérifier la capacité à assurer une disponibilité. Mais une vérification plus fréquente peut être totalement intrusive. C'est pourquoi Energy Pool pousse une participation des toutes les capacités aux différents marchés de l'énergie (EPEX et MA) afin que la disponibilité soit vérifiée par une participation sur l'un ou l'autre de ces marchés. Ceci n'est sans doute pas totalement possible, mais une vision "cible" devrait à notre sens viser une telle organisation.	Moyenne
112	7.1.3	89	- Il s'agit tout d'abord de s'assurer du niveau de disponibilité de la capacité via un suivi pouvant être quotidien de la puissance disponible des capacités sur la période d'engagement. - Il faudra, de plus, contrôler l'engagement de l'offreur sur la réponse de la capacité aux besoins du système. Pour ce faire, un suivi devra être assuré sur les contraintes techniques des capacités.	Il convient d'être plus précis sur les méthodologies pour vérifier la disponibilité, mais aussi le respect de certaines conditions techniques. Ceci est un point dur de la mise en place du mécanisme selon nous.	Haute
113	7.1.4	90	Il sera nécessaire de corriger la courbe de consommation des capacités d'effacement activées, lorsqu'il y a certification de ces effacements, pour ne pas les compter deux fois, côté offre et côté demande, ce qui entraînerait un risque sur l'adéquation de capacité.	Attention, cette correction ne devra être obligatoire que pour le suivi du mécanisme de capacités. Il peut être intéressant que cette correction soit faite à un niveau global, par fournisseur. Un point d'attention peut avoir lieu si un site a plusieurs fournisseurs !!!	Moyenne

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
114	7.1.4	91	Le mécanisme ne doit en aucun cas permettre l'apparition de « capacités fantômes ». De ce fait, les offreurs de capacité s'engagent à prouver de manière répétée la réalité du moyen certifié. Cette effectivité sera observée en premier lieu via les programmes d'appels ou via des ajustements effectifs sur le mécanisme d'ajustement. Le cas échéant, il sera nécessaire de recourir à des appels à la demande de l'opérateur de système pour les capacités n'ayant pas fonctionné.	Entre le risque de voir se développer des capacités fantômes (proposées par des "chasseurs de primes") et la possibilité que des capacités ne soient pas vendues (ce qui peut favoriser un déclassement plus rapide), il n'est pas totalement impossible que le mécanisme stimule au final une réduction de la quantité de capacités réelles disponibles. Tout l'enjeu de la surveillance du marché tient à cela. L'opérateur de système est-il RTE dans ce paragraphe ? Le suivi effectif de la disponibilité n'est pas inscrit dans la loi et RTE a exprimé son souhait de limiter son rôle à celui qui lui est confié par la loi.	Moyenne
115	7.3.2	93	Il est donc nécessaire de prévoir un système de pénalisation en cas de non-respect de ces obligations.	Quelle règle doit être mise en place pour des détenteurs de "capacités" d'effacement (non certifiées) qui s'ignoraient ? Un particulier disposant d'un boîtier Tempo mais qui ne ferait à date pas attention au signal serait-il pénalisable pour ne pas avoir signalé sa capacité d'effacement supplémentaire ?	Basse
116	7.3.4	94	La période d'engagement pourrait aussi être déterminée ex post et correspondre aux heures de plus fortes consommations et/ou de tension sur l'Équilibre Offre-Demande.	Si la détermination se fait ex-post, comment un offereur de capacité peut-il s'engager à l'avance sur sa disponibilité ? Les règles de choix doivent être déterministe et anticipables opérationnellement. Ou alors les taux de défaillance vont exploser et certains acteurs être poussés en dehors du marché par les pénalités pour manque de réactivité, alors qu'ils apportent aujourd'hui une contribution à la sécurité d'approvisionnement.	Basse
117	7.3.5	95	Cela incite alors l'offreur de capacité à minimiser son risque, soit en sous-estimant la disponibilité de ses capacités, soit en répercutant celui-ci dans les offres faites aux fournisseurs. Cela conduirait de fait à une réduction de l'efficacité globale du mécanisme.	Si un détenteur de capacité limite ses capacités pour s'auto-assurer, n'y a-t-il pas un risque qu'on l'accuse de rétention de capacités ?	Basse
118	7.3.6	95-96	"Il est préconisé de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver (le nombre d'heures concernées pourrait être de l'ordre de 200h"	Energy Pool affirme que l'Eté peut aussi observer des périodes de tension de l'équilibre offre-demande. Ainsi, si le dispositif concerne l'hiver seul dans les premières années, il est nécessaire de l'étendre à d'autres périodes de l'année dans le futur.	Haute
119	8	97	Cependant, la maturité industrielle de ces technologies n'est sans doute pas encore complètement atteinte, ce qui place les effacements dans une situation encore fragile face aux différentes filières de production d'électricité.	Energy Pool pense que ce n'est pas là une question de maturité industrielle, mais plutôt de donner toute sa place à l'effacement dans les marchés et révéler toute la valeur créée. Aujourd'hui l'effacement crée de la valeur mais cette valeur est acquise par le système et non redistribuée de façon juste aux acteurs qui créent cette valeur. Le frein est là et pas technologique.	Basse
120	8	97	Les délais nécessaires au lancement de la consultation et à la contractualisation avec les acteurs permettent d'espérer une mise en œuvre des contrats au 1er janvier 2012.	Quelle articulation peut-on envisager alors avec un mécanisme qui sera centré sur l'hiver (septembre à août comme proposé plus haut) ?	Basse

#	Section	Page	Texte cité	Remarque	Importance
121	8	97	assurer une continuité avec les principes économiques retenus depuis 2008 par RTE justifiant le financement par les responsables d'équilibre de la mise à disposition de capacités d'effacement sur le MA : les montants répercutés aux acteurs sont plafonnés par le seuil d'efficacité économique permettant de viser un équilibre financier pour la communauté des responsables d'équilibre	Cet objectif semble en contradiction avec celui de constituer une réelle transition avec le mécanisme de capacité car les seuils d'efficacité économiques actuellement en vigueur sont centrés sur une vision pure énergie et on oublie une certaine forme de "missing money" (au sens impropre)	Moyenne
122	9.2	101	La révélation d'un « coût de la puissance » peut alors inciter les acteurs à agir pour modifier la consommation de leurs clients.	Ce ne sont pas les acteurs qui doivent modifier la consommation de leurs clients, mais bien les consommateurs qui doivent décider de le faire, suite à une incitation de la part de leur fournisseur.	Basse
123	9.2.1	102	Sur un marché « Pure énergie », aucune rémunération complémentaire à celle de l'énergie proprement dite sur les marchés n'est versée aux producteurs. Les signaux prix envoyés par les marchés sont alors réputés suffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.	Cette approche est classiquement génératrice de cycles de sur/sous-capacité, ce qui est gênant si on considère les constantes de temps propres au marché de l'électricité (nécessité de maintenir un équilibre P=C instantané vs temps de développement de nouvelles capacités se comptant en mois/années)	Basse
124	9.2.3.1	103	Zoom sur le mécanisme suédois	Questions : Qui dispose du signal d'activation de cette réserve ? Comment cette énergie vient-elle concurrencer la production "normale" sur le marché ? Quel est le coût au MW ? MWh ? Qui finance (état, consommateurs, GRT, autre) et par quel biais (taxe, mission, etc.) ?	Basse

3. Sujets à traiter d'ici la remise du rapport au Ministre

Outre l'intégration dans la synthèse des remarques des différents acteurs, Energy Pool estime que RTE (et l'ensemble des acteurs ayant participé à la concertation) se doit d'approfondir son analyse sur certains points. Ceci peut se faire par le biais de réunions ad hoc ou bien même par une ou plusieurs réunions plénières des acteurs, mais les sujets ne peuvent en tout cas pas être laissés de côté.

a) Activation et disponibilité des capacités d'effacement

Autant les marchés de l'énergie gèrent déjà aujourd'hui très bien l'activation des moyens de production sur la base de l'efficacité économique de la fourniture d'un bloc d'énergie sur un pas demi-horaire donné, autant ceci n'est pas totalement vrai pour les capacités d'effacement dont les mécanismes de mesure de l'apport de valeur au système restent encore largement à définir.

Energy Pool a suggéré de mettre en place une réflexion approfondie sur l'intégration des effacements dans les marchés de l'électricité « energy only » comme par exemple sur EPEX. Energy Pool est prêt à contribuer à une telle réflexion, qui a déjà été défrichée dans le groupe de travail du CURTE sur la « valorisation des effacements hors du MA ».

Il nous semble également important d'envisager la mise en place d'un signal « pointe » qui viserait à activer des effacements ou au moins à les engager sur une disponibilité. Il convient de déterminer qui est le responsable de ce signal, s'il doit y en avoir un, et comment le signal est construit, de manière plus ou moins déterministe sur la base d'informations sur l'état du système à un instant t.

b) Stimulation du développement des effacements de consommation

Comme rappelé plus haut, le rapport Poignant-Sido préconise une stimulation du développement des effacements, notamment en favorisant de manière transitoire les effacements. Il semble important d'étudier comment cette stimulation peut s'articuler, en se projetant dans le temps, notamment pour bien gérer la transition avec la mise en place effective du mécanisme de capacité.

c) Investiguer la valeur du foisonnement et donner corps au rôle d'agrégateur

Energy Pool est convaincu de la valeur ajoutée que peut apporter un agrégateur (de capacités d'effacement mais également éventuellement de production, notamment distribuée, ou de stockage). Or aujourd'hui le concept en lui-même est peu ou mal défini dans des textes qui ne sont pas toujours les plus opportuns (règles du mécanisme d'ajustement). Les décrets d'application du mécanisme de capacité et les règles afférentes doivent donc venir préciser et instituer le rôle de l'agrégateur dans le marché, quitte à en donner une définition large.

L'apport de valeur de l'agrégateur tient dans le foisonnement des capacités et la souplesse avec laquelle ce type d'acteur peut éventuellement être amené à jongler pour fournir des services pertinents au système. Cette valeur mérite d'être mieux comprise, afin de lever au maximum les freins qui pourraient l'empêcher de s'exprimer.

d) Précision des concepts de responsables d'équilibre en puissance / en capacité

Dans son rapport, RTE a limité la description du modèle qui est préconisé, tandis que celui-ci avait été présenté de façon plus approfondie au cours d'une réunion. Il semble intéressant de mettre par écrit ces détails, mais également d'approfondir les conséquences que cela pourrait avoir et notamment de mettre en place un mécanisme d'ajustement de la capacité, avec toutes les conséquences que cela pourrait avoir sur le fonctionnement global du mécanisme. Nous avons à ce propos fait quelques remarques en ce sens en 2.

e) Projection sur plusieurs années

L'ensemble des réflexions qui sont présentées se concentrent sur le déroulement du mécanisme sur une année qui pourrait être la première. Il semble intéressant de se projeter en déroulant le mécanisme sur deux ou trois années supplémentaires, pour voir si le signal-prix a justement vocation à être efficace, si le prix reste à peu près stable et comment une situation critique pourrait se détendre grâce à l'action du mécanisme. Ce travail suppose de figer un certain nombre d'éléments, notamment sur les principes d'organisation du marché. Ce travail pourra être complété par une reprise d'un certain nombre d'analyses quantitatives qui ont été proposées au cours de la concertation.

Fin du document

Consultation sur le projet de rapport RTE sur le mécanisme de capacité

Contribution d'E.ON

Le présent document s'inscrit dans le cadre de la consultation en cours organisée par RTE, invitant les différents acteurs à faire part de leurs commentaires sur le projet de rapport rendu public le 5 juillet 2011.

E.ON remercie RTE pour l'organisation du processus de concertation et souhaite contribuer à la détermination d'un mécanisme de capacité efficient tant au regard des objectifs poursuivis à l'occasion de la création d'un tel mécanisme qu'au regard du fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité.

Le présent document explicite les positions d'E.ON relatives aux préconisations publiées par RTE le 5 juillet 2011 pour le choix d'une architecture de mécanisme de capacité à mettre en place en France.

D'un point de vue général, E.ON n'est pas favorable à la mise en place d'un mécanisme de capacité spécifique au territoire français. D'une part, E.ON considère qu'il existe un risque de déstabilisation du marché *Energy only*. D'autre part, la mise en place d'un marché de capacité uniquement en France risque d'induire des distorsions sur les décisions d'investissement au sein du marché CWE.

Les préconisations avancées par RTE dans le présent projet de rapport sont en partie cohérentes avec l'esprit de la loi NOME et apportent certaines réponses pour la sécurisation du système électrique français. E.ON considère néanmoins nécessaire d'adapter certains aspects du market design proposé afin de garantir le bon fonctionnement de ce futur mécanisme de capacité.

En particulier, les 17 points ci-dessous ont retenu l'attention d'E.ON, points développés ensuite pages 5 à 21, ceci afin de définir un dispositif opératoire et efficace :

1/ RTE préconise un marché décentralisé visant à responsabiliser les fournisseurs. Si ce dispositif comporte certains avantages, il ne constitue pas un cadre suffisamment incitatif pour déclencher des investissements dans de nouveaux moyens de production et n'offre pas, en ce sens, de garantie optimale de l'équilibre du réseau électrique. La loi NOME insiste justement sur la création des conditions "*d'anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production (...) nécessaires pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles*". **En complément du dispositif préconisé, E.ON propose donc que les nouvelles capacités soient achetées par l'intermédiaire d'un acheteur unique, l'Etat ou un tiers mandaté par l'Etat, pour une durée de 5 ans et avec une anticipation satisfaisante.** Le coût induit par l'achat des certificats de ces nouvelles capacités serait répercuté vers les fournisseurs soit dans le cadre du marché décentralisé (revente de façon continue et sur la base du "*clearing price*" de l'enchère unique) soit selon une clé de répartition à définir.

2/ Les fournisseurs, en particulier alternatifs, n'ont qu'une visibilité limitée sur leur besoin réel de capacité et ne peuvent établir de prescription précise qu'au moment de la livraison. **Le marché**

de capacité devrait donc permettre aux fournisseurs de s'approvisionner pendant l'année de livraison, afin de permettre aux acteurs de gérer les divers aléas (notamment climatiques) et de se rééquilibrer (ex : évolution des parts de marché). Une période de rééquilibrage possible entre fournisseurs durant quelques mois après la période de livraison devrait également être prévue

3/ Il convient d'éviter toute rétention de capacité, préjudiciable à la profondeur et la liquidité du marché. Ainsi, toutes les capacités certifiées doivent être proposées aux fournisseurs sur des **bases transparentes et non discriminatoires**. Et **l'opérateur historique devrait répondre à toute demande d'offre de certificats émanant d'un fournisseur, et ce aux mêmes conditions que celles qu'ils pratiquent pour les certificats qu'il utilise en self-supply pour couvrir ses propres obligations**. .

4/ Les capacités situées hors de France contribuant à la sécurité d'approvisionnement du système, il convient de les prendre en compte (dans la limite des capacités d'interconnexions). Si une prise en compte statistique des interconnexions était retenue, la méthodologie de prise en compte qui sera adoptée doit faire l'objet d'un processus de concertation et être connue en ex ante de manière totalement transparente.

Au-delà, une convergence des mécanismes de capacité à terme au sein de la zone CWE pourrait être utilement recherchée, avec participation possible de toutes les capacités au mécanisme, y celles situées hors du territoire métropolitain. Chaque acteur ferait son affaire de la réservation de capacité (pas de dispositif de réservation de capacité d'interconnexion dédié au marché de capacité, qui serait préjudiciable au bon fonctionnement du marché intégré de l'énergie).

5/ Dans le cadre du marché décentralisé prôné par RTE, les fournisseurs établissent leur besoin de capacité à leur convenance. Si un niveau minimum de transparence est requis, **les fournisseurs ne devraient cependant pas subir d'engagement spécifique sur leurs prévisions de consommation**.

D'autre part, et afin de corriger l'asymétrie d'information propre à un marché décentralisé entre les acteurs nouveaux entrants et l'acteur historique, **E.ON propose que le registre centralisé préconisé par RTE publie les informations suivantes :**

- **capacités certifiées (date, volumes) ;**
- **offres réalisées sur d'éventuels marchés organisés (date, volumes et prix) ;**
- **transactions effectuées sur le marché de capacité (date, volumes et prix) ;**
- **self-supply (ou auto-fourriture) réalisé au sein des acteurs intégrés (date, volumes).**

Le nom des acteurs ne doit naturellement pas être publié dans ce registre.

Enfin, il sera nécessaire afin de parer à un risque de distorsion de concurrence sur le marché aval de la fourniture que la valeur implicite de la capacité intégrée dans les contrats globaux (type ARENH ou moyens sous Obligations d'Achat) soit révélée *a minima* une fois par an par la CRE.

6/ Une régulation économique et une surveillance du marché favorisant le bon fonctionnement du marché de capacité sont préconisées par RTE, avec, en particulier, potentiellement un contrôle des revenus des offreurs de capacité. Le principe d'une surveillance du bon fonctionnement des marchés de l'énergie et de l'impact du mécanisme de capacité sur le fonctionnement du marché aval est certes utile. Néanmoins, si des dispositions de contrôle de revenus des offreurs de capacité étaient mises en œuvre, **celles-ci ne devraient être applicables qu'aux acteurs en position dominante sur les marchés français de gros et de détail de l'électricité**.

7/ Le document publié par RTE ne fait pas mention de l'impact du marché de capacité sur les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) et les offres de marché. Compte-tenu de la possibilité donnée aux acteurs intégrés de couvrir leurs besoins par leurs propres moyens de production et

d'effacement et de la position de l'acteur historique, il est crucial **de mettre en place un mécanisme permettant de s'assurer que les signaux de prix et de tarifs pratiqués sur le marché de détail soient cohérents avec la valeur capacité constatée sur les marchés amont** (y compris la valorisation implicite incluse dans les contrats globaux « énergie+capacité »).

8/ Dans une logique de responsabilisation des fournisseurs, pilier de la loi NOME, E.ON propose **de définir l'obligation de capacité sous la forme d'un taux de marge sans référence à une température de référence afin d'inciter de manière optimale les fournisseurs "thermosensibles" à la maîtrise de la demande**. Ces fournisseurs sont en effet les plus contributeurs à la croissance de la pointe de consommation. Dans ce cadre, un taux de marge peu élevé pourrait être retenu, le risque climatique étant intégré aux prescriptions des fournisseurs.

9/En cas de black out, la responsabilité des fournisseurs courts en capacité doit se limiter aux pénalités au titre de la non couverture de leurs obligations, les pénalités étant libératoires de toute autre recherche de responsabilité.

10/ Dans le cadre de ce marché décentralisé, RTE souhaite mettre en place un barème de sanctions et de pénalités réellement dissuasif afin de réduire le risque d'un déséquilibre de l'offre / demande à la livraison. Il convient de définir les **modalités de redistribution des sommes issues des sanctions et pénalités appliquées aux fournisseurs /offreurs de capacité** lorsque ces derniers ne respectent pas leurs obligations / engagements de disponibilité. **Il apparaît pertinent de reverser ces sommes aux fournisseurs / offreurs de capacité ayant atteint leurs obligations / engagements de disponibilité.**

11/ **Toute capacité utilisée pour couvrir une obligation de capacité doit être soumise à des obligations de disponibilité et au mécanisme de pénalité.** Il s'agit d'un facteur clé de succès essentiel pour atteindre l'objectif de sécurisation du système électrique. **A contrario, les capacités qui ne sont pas utilisées pour couvrir une quelconque obligation de capacité ne sont pas soumises à un engagement de disponibilité** puisqu'aucun fournisseur n'a jugé utile d'acquiescer ces certificats pour couvrir son obligation. En effet, le fournisseur ne sera pas incité à sous-estimer son obligation, car il serait dans ce cas sanctionné.

12/ Dans le mécanisme défini actuellement par RTE, toutes les capacités utilisées pour couvrir une obligation de capacité sont rémunérées, soit de façon directe (valorisation explicite) dans le cadre du marché de capacité, soit de façon indirecte (valorisation implicite) dans le cadre de contrats globaux incluant « énergie et capacité » (production nucléaire historique rémunérée via l'ARENH et capacités sous obligation d'achat (OA) rémunérées via le tarif d'achat). Elles peuvent par ailleurs faire l'objet d'une utilisation en *self supply*.

Pour éviter toute distorsion de concurrence, les capacités faisant l'objet de transactions internes en self supply doivent être valorisées sur la base des mêmes signaux de prix et de tarifs que ceux constatés implicitement ou explicitement

Par ailleurs, il est bien entendu que les capacités faisant l'objet de contrats globaux incluant « énergie et capacité » ne devront pas bénéficier d'une double rémunération et ne pourront donc pas participer au marché de capacité pour en tirer une valorisation explicite complémentaire.

Enfin, parmi les autres capacités, notamment celles qui ont un nombre d'heures d'activation significatif pendant l'année, le risque de « double rémunération » existe néanmoins. La proposition de certains acteurs de cibler la rémunération explicite de capacité sur la production dénommée haut de profil, en s'inspirant des profils introduits pour l'ARENH pour définir la production dénommée, a contrario, bas de profil, pourrait être une solution économiquement pertinente pour maîtriser l'impact sur la facture du client final.

13/ RTE précise que la valeur capacité des moyens sous OA est déjà intégrée au sein des tarifs de rachat. Afin d'éviter une double rémunération, RTE note, à titre illustratif, que le niveau des charges CSPE pourrait être réduit à hauteur de la valorisation de capacité des moyens sous OA. Néanmoins, cet ajustement n'est pas explicitement préconisé par RTE. Si aucun ajustement n'est réalisé, EDF pourrait *a priori* bénéficier seul de ces capacités financées par la collectivité nationale via le mécanisme du CSPE. Dans un souci d'équité entre les acteurs, **E.ON propose de délivrer gratuitement ces certificats à la CRE et les redistribuer aux fournisseurs au prorata de leurs obligations ;**

14/ Les engagements capacitaires sont portés par des « responsables de capacité ». E.ON propose que **ces responsables de capacité aient la possibilité de regrouper des capacités de technologies différentes qui peuvent être détenues par des entités juridiques diverses.**

Ce mécanisme permet de valoriser le potentiel de foisonnement des différents acteurs et de diminuer le besoin de nouvelles capacités, et donc par conséquent de limiter le coût du dispositif pour le consommateur final.

15/ **A l'image des actions de MDE, les effacements de consommation qui ne sont pas activables par RTE sur le mécanisme d'ajustement ne doivent pas faire l'objet d'une certification et doivent être valorisés indirectement via la réduction des obligations des fournisseurs.**

16/ RTE préconise de retenir comme période d'engagement pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations (200 h.) d'une période annuelle centrée sur l'hiver, qui pourrait par exemple débuter le 1er septembre et s'achever au 31 août de l'année suivante.

E.ON souhaite **que la période d'engagement soit définie ex-ante et ne porte que sur les trois mois de pointe hivernale (du 1^{er} janvier au 28 février, puis du 1^{er} au 31 décembre) d'une même année civile** afin, d'une part, de permettre aux producteurs de gérer de manière autonome leur maintenance et, d'autre part, d'assurer une cohérence avec les jalons ARENH et le calendrier des contrats commerciaux.

17/ Conformément à une architecture reposant sur les « responsables de capacité », **le suivi des engagements devrait être réalisé, non pas à la maille des unités de production / effacement mais à la maille du « responsable de capacité ».** D'autre part, E.ON recommande **que le suivi des engagements soit effectué sur la période d'engagement (c'est-à-dire les trois mois de pointe hivernale).**

Ces préconisations ainsi qu'un rappel des objectifs et des facteurs clés de succès du marché de capacité sont détaillés dans le reste du document.

1. Introduction : Notre vision des objectifs et facteurs clés de succès du marché de capacité

• Sécuriser l'équilibre offre / demande du système électrique

La mise en place d'un marché de capacité vise à constituer un nouvel outil de pilotage de l'équilibre offre-demande du système français en période de pointe. Afin de répondre à cet objectif, le mécanisme de capacité doit :

1/ Intégrer l'ensemble des capacités contribuant à la sécurisation de l'équilibre électrique qu'elles soient ou non explicitement valorisées dans le cadre du marché de capacité

«Toute installation de production raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution et toute capacité d'effacement de consommation doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification de capacité auprès du gestionnaire du réseau public de transport..» – Extrait Loi NOME

2/ Offrir un signal prix et une visibilité suffisante pour les nouveaux moyens de production.

Les nouveaux investissements ne seront en effet déclenchés que s'ils ont la garantie de trouver acquéreur sur le marché de capacité et si la rémunération de leur capacité présente une visibilité satisfaisante.

« Les garanties de capacités sont requises avec une anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production ou d'effacement nécessaires pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles. » – Extrait Loi NOME

• Responsabiliser les fournisseurs à la maîtrise de la consommation de leurs clients en période de pointe

« Le sens de [la mise en place d'une obligation de capacité portant sur les fournisseurs] est de distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production aux différents fournisseurs. » - Extrait Rapport Sido-Poignant.

La mise en place du marché de capacité a été identifiée comme un vecteur clé de la maîtrise de la consommation de pointe , en particulier dans le rapport Sido-Poignant.

Le marché de capacité doit donc favoriser les offres de maîtrise de la demande à la pointe.

• S'insérer harmonieusement dans le contexte européen et français

1/ Compte-tenu du niveau actuel d'intégration des marchés européens et de la contribution des pays voisins à l'équilibre offre / demande du système français en période de pointe, le marché de capacité doit s'intégrer harmonieusement dans le contexte européen et prendre en compte les capacités d'import / export afin, notamment, d'éviter de générer de la surcapacité.

“Le mécanisme d'obligation de capacité prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens.” – Extrait Loi NOME

2/ Le marché de capacité ne doit pas perturber les mécanismes existants au sein du marché énergie. En ce sens, le marché de capacité ne doit pas perturber le marché de gros de l'énergie et, notamment, impacter de manière significative le prix de gros du marché énergie. En outre, le marché de capacité n'a pas vocation à gérer finement la disponibilité des moyens de production tout au long de l'année. Cette ambition est réservée au marché énergie.

• Maîtriser l'impact de la mise en place du marché de capacité sur la facture des clients finals tout en garantissant un transfert complet de la valorisation de la capacité vers les clients finals

Les objectifs décrits *supra* doivent être réalisés à coût maîtrisé pour la collectivité. Les leviers permettant de maîtriser cet impact sont les suivants :

- réduire l'assiette de rémunération et éviter, notamment, de générer une double rémunération pour les capacités déjà rémunérées à hauteur de leurs coûts complets ;
- maîtriser le prix de la capacité en s'assurant notamment d'un niveau de liquidité, de volatilité et de transparence du marché satisfaisants ;
- ne pas générer de surcapacité.

- **Participer au développement d'une concurrence réelle et bénéfique pour le client final**

La mise en place du marché de capacité doit être un vecteur d'une libéralisation bénéfique des marchés amont et aval en permettant notamment l'innovation tarifaire ou le développement de nouvelles offres. L'architecture mise en place doit en écho permettre de garantir :

- l'absence de manipulation des prix et d'abus de position dominante ;
- l'absence de distorsion de concurrence sur le marché aval de la fourniture ;
- un niveau de partage suffisant des informations relatives aux volumes / prix du marché de capacité.

2. Positions relatives aux propositions RTE et propositions de compléments

a. Organisation générale du marché de capacité

- Structure du marché

Préconisation RTE :

*“RTE préconise [...]une architecture **de marché avec une couverture progressive du besoin en capacité** dans le temps. La **responsabilisation des fournisseurs** sur leur obligation de capacité passe nécessairement par leur implication dans le processus de couverture de leurs besoins. RTE préconise donc un **mécanisme décentralisé**, semblable à celui retenu pour l’architecture des marchés de l’énergie, dans laquelle chaque fournisseur joue son rôle de responsable en capacité”.*

*“Le dimensionnement de l’obligation de capacité des fournisseurs ne devrait pas se faire de manière centralisée, pour **éviter de devenir une prescription de consommation**. RTE préconise l’utilisation d’un **critère de dimensionnement décentralisé**, basé sur une formule appliquée à la consommation réalisée de chaque fournisseur, permettant de vérifier le respect de son obligation.”*

*“ Le mécanisme a [...] **plus vocation à être un facilitateur d’investissements en assurant une rémunération complémentaire et la couverture d’une partie du risque d’investissement qu’à être l’élément déclencheur d’investissements** qui à défaut, ne se feraient pas. En fonction du signal envoyé par le mécanisme de capacité, un investisseur pourra éventuellement décider de retarder un projet engagé.”*

Cette architecture ne s’inscrit que partiellement dans le cadre de la loi NOME. En effet, elle ne répond pas à l’objectif d’ *« anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production ou d’effacement nécessaires pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles. »*

Plus précisément, la préconisation en l’état génère une triple incertitude et, en ce sens, risque de ne pas constituer un cadre suffisamment incitatif au développement de nouvelles capacités - notamment de production. Cette triple incertitude réside dans :

- ✓ l’absence de transparence sur un signal prix de référence et son évolution prévisionnelle ;
- ✓ l’absence de stabilité et de visibilité : la couverture progressive des obligations impacte fortement l’absence d’incitation au développement de nouvelles capacités. D’autre part, la rémunération pluriannuelle fixe est soumise aux contrats réalisés de gré à gré entre les offreurs de capacité et les fournisseurs. Les offreurs de nouvelles capacités ne trouveront pas d’acheteurs de leurs certificats au moment où ils engagent leurs investissements ; l’incapacité pour l’ensemble des acteurs – sauf pour l’acteur historique – de réaliser une bonne prescription quatre ans à l’avance.

Dans ce cadre, l’achat de certificats dans de nouvelles capacités de production ne pourra que difficilement être anticipé de manière satisfaisante car :

- les fournisseurs ne peuvent individuellement identifier un besoin de nouvelles capacités qui se révélera quelques années plus tard (seule une analyse concertée ou effectuée au niveau du système global peut le révéler) ;

- les fournisseurs n'anticiperont pas plusieurs années à l'avance l'achat de certificats dans des capacités – nouvelles et existantes. En effet, la marge de manœuvre des fournisseurs est significativement limitée par l'incertitude portant sur l'évolution de la consommation à la pointe des différents portefeuilles clients, pris individuellement.

Il apparaît donc que dans un contexte de croissance des besoins de capacité (cf. Bilan prévisionnel du RTE à horizon 2016), l'architecture de marché préconisée par RTE risque de ne pas résoudre les déséquilibres offre / demande prévisionnels et d'assurer la sécurité du réseau électrique, dimension pourtant essentielle de la loi NOME (cf. p.1).

Le mécanisme doit donc intégrer une incitation plus accentuée à l'investissement dans de nouvelles capacités de production si celles-ci s'avèrent nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement du système.

Cette incitation à l'investissement ne peut être portée que par les pouvoirs publics, responsables de la politique énergétique et seuls à pouvoir donner les signaux qui conviennent si la création de nouvelles capacités s'avère nécessaire (au regard du bilan prévisionnel).

Par ailleurs, les fournisseurs n'ont qu'une visibilité limitée sur leur besoin réel et ne peuvent établir de prescription juste qu'au moment de la livraison. Le marché de capacité devrait donc permettre aux fournisseurs de s'approvisionner pendant toute l'année de livraison et devrait leur permettre de se rééquilibrer durant quelques mois après la fin de la période de livraison.

Enfin, sur la base du market design proposé par RTE, le marché sera peu profond et peu liquide. Les opérateurs intégrés couvriront prioritairement leurs obligations avec leurs capacités propres. Compte-tenu des faibles volumes qui seront échangés, une manipulation de marché sera aisée pour un acteur dominant sur les marchés français de gros et de détail de l'électricité. Ainsi, il convient d'éviter toute rétention de certificats de capacité et de s'assurer d'une commercialisation de ces certificats sur des bases transparentes et non discriminatoires, y compris au regard des conditions économiques de prise en compte des « transactions » en self-supply.

Préconisation E.ON :

1/ E.ON propose que les nouvelles capacités soient contractualisées 4 ans à l'avance de la façon suivante :

- L'achat des nouvelles capacités serait centralisé et contractualisé par un tiers mandaté par l'Etat. Ce tiers achèterait pour une durée de 5 ans les certificats relatifs aux nouvelles capacités. Le besoin de nouvelles capacités serait déterminé sous l'impulsion de l'Etat et sur la base du Bilan Prévisionnel de RTE.

- Le coût induit par l'achat de ces certificats serait répercuté vers les fournisseurs soit dans le cadre du marché décentralisé (revente de façon continue et sur la base du "clearing price" de l'enchère unique) soit selon une clé de répartition à définir (si certains fournisseurs se trouvent longs après application de cette répartition, ils pourront à travers le marché secondaire revendre les certificats qu'ils détiennent en excès aux fournisseurs qui sont courts en certificats).

2/ Le marché doit rester ouvert pendant toute l'année de livraison afin de permettre aux acteurs de gérer les divers aléas (notamment climatiques) et de se rééquilibrer entre eux (ex : évolution des parts de marché). Il doit également prévoir une période de quelques mois postérieure à la période de livraison pour permettre aux fournisseurs de se rééquilibrer.

3 / Toutes les capacités certifiées doivent être proposées aux fournisseurs sur des bases transparentes et non discriminatoires. En particulier, l'opérateur historique doit répondre à toute demande d'offre de certificats émanant d'un fournisseur, et ce aux mêmes conditions que celles qu'ils pratiquent pour les certificats qu'il utilise en self-supply pour couvrir ses propres obligations. .

- **Traitement des interconnexions**

Préconisation RTE :

“RTE recommande que la prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité français se fasse au niveau du dimensionnement de l'obligation de capacité, qui doit être adapté dans la mesure du bénéfice apporté par les interconnexions à la sécurité d'approvisionnement. La méthode de mesure de ce bénéfice doit prendre en compte statistiquement les informations prévisionnelles sur l'adéquation au niveau européen à l'échéance considérée. L'impact des interconnexions pourra se traduire dans la formule de dimensionnement, par exemple par une réduction de la marge de sécurité demandée à chaque fournisseur. Il ne semble pas opportun de faire bénéficier certains fournisseurs plus que d'autres du bénéfice apporté par les interconnexions.”

La préconisation de RTE peut permettre, en effet, de réduire le risque de surdimensionnement de la capacité installée avec une simplicité de mise en œuvre du mécanisme de capacité. Si un tel principe est retenu, tout du moins à court terme, la méthodologie de prise en compte des interconnexions devrait être définie ex ante et de manière transparente ; elle devrait faire l'objet d'un processus de concertation en amont.

Toutefois, une telle proposition pose la question de la non discrimination entre les différentes capacités contribuant de fait à la sécurité d'approvisionnement du système, les capacités non situées sur le territoire français ne participant pas au mécanisme de capacité.

Par ailleurs, la mise en place d'un marché de capacité uniquement en France risque d'induire des distorsions sur les décisions d'investissement au sein du marché CWE.

L'objectif, tout du moins à terme, devrait donc plutôt d'évoluer vers un marché unique au sein de la zone CWE, avec participation de toutes les capacités au mécanisme, y compris celles situées hors du territoire français métropolitain. Le market design du dispositif français devra dans ce cadre être adapté pour permettre une telle convergence.

Enfin, il convient de veiller à ne pas perturber le marché de gros intégré de l'énergie en introduisant un dispositif de réservation de capacité d'interconnexion spécifiquement pour le mécanisme de capacité.

Préconisation E.ON :

*EON considère que les capacités situées hors du territoire français métropolitain contribuent à la sécurité d'approvisionnement du système et que **les interconnexions doivent être prises en compte dans le mécanisme de capacité français.***

Si une prise en compte statistique était retenue, la méthodologique qui sera adoptée pour cette prise en compte doit faire l'objet d'un processus de concertation et être connue ex ante de manière totalement transparente.

*Néanmoins, EON considère qu'à terme, devrait être rechercher une **convergence des dispositifs au sein de la zone CWE, avec participation possible de toutes les capacités au mécanisme, y compris celles situées hors du territoire français métropolitain. Chaque acteur ferait son affaire de la réservation de capacité d'interconnexion ; il serait en effet préjudiciable au bon fonctionnement du marché intégré de l'énergie de créer un dispositif de réservation de capacité d'interconnexion dédié au marché de capacité.***

- **Produit de capacité**

Préconisation RTE :

*« Afin d'assurer une liquidité suffisante du marché de capacité lors de son démarrage, RTE privilégie **la mise en place d'un produit unique** et la prise en compte de l'hétérogénéité des capacités au niveau du processus de certification. »*

Nota Bene :

Le traitement spécifique des nouvelles capacités proposé par E.ON et décrit *supra* ne va pas à l'encontre d'un produit unique de capacité.

En effet, dans le mécanisme décrit par E.ON, l'Etat (ou un acteur tiers désigné par l'Etat) est acheteur des nouvelles capacités sur une période de cinq ans. En revanche, les fournisseurs acquéreurs de nouvelles capacités n'achètent ces crédits de capacités que pour la période de livraison de l'année N.

Le crédit « nouvelles capacités » est donc équivalent au crédit « capacité existante » et les deux types de capacité forment un produit unique et peuvent être échangées de façon indistincte au sein du marché secondaire.

- **Transparence**

Préconisation RTE :

RTE émet la possibilité que les fournisseurs lui transmettent leurs estimations de capacités nécessaires pour couvrir la consommation de leur portefeuille client.

« C'est l'évolution de la consommation sous l'impulsion des fournisseurs, qui va réellement fixer le [prix de la capacité]. Il pourrait donc être utile pour renforcer la transparence et de demander à chaque fournisseur sa vision de la capacité nécessaire pour couvrir la consommation de ses clients, à portefeuille constant, et de publier la somme de ces prévisions. »

Par ailleurs, RTE propose de mettre en place un registre centralisé et public. Le registre est tenu par RTE.

Il est de la responsabilité de chaque fournisseur de faire des prévisions correctes et de couvrir ses obligations. Dans le cadre du marché décentralisé prôné par RTE, les fournisseurs établissent leur besoin de capacité à leur convenance et ne devraient pas subir d'engagement sur les prévisions de consommation.

Par ailleurs, afin de garantir une correcte transparence et apporter une information suffisante et symétrique aux différents acteurs pour permettre le bon fonctionnement de ce marché, il sera important que les informations publiées dans le registre centralisé offrent à l'ensemble des acteurs une visibilité de l'ensemble des flux de capacités, y compris ceux réalisés en *self-supply*.

En l'absence de prix unique, il est également important que le registre centralisé ainsi que la communication d'une valeur implicite de la capacité incluse dans les contrats globaux (énergie+capacité) permettent d'établir un signal prix pour les différents acteurs.

Préconisation E.ON :

Dans le cadre du marché décentralisé prôné par RTE, les fournisseurs établissent leur besoin de capacité à leur convenance et ne devraient pas subir d'engagement sur les prévisions de consommation de leur portefeuille clients.

Afin de garantir une correcte transparence et apporter une information suffisante et symétrique aux différents acteurs pour permettre le bon fonctionnement de ce marché, ***E.ON propose que le registre centralisé tenu par RTE publie les informations suivantes :***

- ***capacités certifiées (date, volumes) ;***
- ***offres réalisées sur d'éventuels marchés organisés (date, volumes et prix) ;***
- ***transactions effectuées sur le marché de capacité (date, volumes et prix) ;***
- ***self-supply réalisé au sein des acteurs intégrés (date, volumes) ;***

Le nom des acteurs ne doit naturellement pas être publié dans le registre centralisé.

Il sera nécessaire afin de parer à un risque de distorsion de concurrence sur le marché aval de la fourniture que la valeur implicite de la capacité intégrée dans les contrats globaux (type ARENH ou moyens sous Obligations d'Achat) soit révélée *a minima* une fois par an par la CRE

- **Régulation et surveillance**

Préconisation RTE :

RTE préconise une régulation économique visant à maintenir le bon fonctionnement du marché de capacité :

- ***respect de la concurrence***
- ***libre échange des certificats***
- ***surveillance des 'effets d'aubaine***
- ***voire contrôle des revenus des offreurs de capacité***
- ***impact du mécanisme de capacité sur le consommateur***

E.ON approuve sur le principe la nécessité d'une surveillance des marchés de l'énergie pour vérifier leur bon fonctionnement et l'impact du mécanisme de capacité sur, en particulier, le fonctionnement du marché aval de l'électricité en France. Néanmoins, une régulation économique des revenus des offreurs de capacités ne se justifie que vis-à-vis d'acteurs exerçant une puissance significative sur le marché et peut être particulièrement lourde et contraignante pour les producteurs. De plus, les éventuelles risques de manipulation de marché ou de distorsion de concurrence viennent de l'existence d'une position dominante sur les marchés aval de la fourniture d'électricité et connexe de la vente en gros de l'électricité, en complément d'une position dominante sur le marché de capacité.

E.ON souhaite donc que si des dispositions de contrôle des revenus des offreurs capacité étaient mises en œuvre, elles ne soient applicables qu'aux acteurs en position dominante sur les marchés français de gros et de détail de l'électricité.

Préconisation E.ON :

Dans l'éventualité de la mise en œuvre de dispositions de contrôle des revenus des offreurs de capacité, limiter l'application de telles dispositions aux acteurs en position dominante sur les marchés français de gros et de détail de l'électricité.

- **Répercussion sur les tarifs réglementés de vente (TRV) et prix pratiqués sur le marché de détail**

Le document publié par RTE ne fait pas mention de l'impact du marché de capacité sur les TRV et les offres de marché.

Compte-tenu de la possibilité donnée aux acteurs intégrés de couvrir leurs besoins par leurs propres moyens de production et d'effacement et de la position de l'acteur historique, il est crucial d'éviter que les capacités faisant l'objet d'auto-fouriture ne soient valorisées à un niveau insuffisant dans les tarifs réglementés de vente ou dans les offres de marché. En effet, une valorisation insuffisante ne renverrait pas le bon signal coût de capacité aux consommateurs finals et générerait une distorsion significative sur le marché aval du marché de l'électricité entre les acteurs intégrés et les purs commercialisateurs.

Les signaux de prix et de tarifs pratiqués sur le marché de détail (y compris TRV) devraient être cohérents avec la valorisation des capacités constatée sur les marchés amont (prix de marché de la capacité, valorisation implicite intégrée dans les tarifs régulés de gros, notamment l'ARENH : tarifs d'achat pour les OA).

La surface financière à répercuter vers les consommateurs finals ne se limite pas aux certificats de capacité échangés sur le marché de gros de la capacité. Ce postulat induirait des distorsions de concurrence sur le marché aval, préjudiciable au secteur.

Préconisation E.ON :

E.ON préconise de mettre en place un mécanisme permettant de s'assurer que les signaux de prix et de tarifs pratiqués sur le marché de détail (y compris TRV) soient cohérents avec la valorisation des capacités constatée sur les marchés amont (i.e. a minima tenant compte de la valeur implicite de la capacité incluse dans les contrats globaux (énergie+capacité) et du prix de marché de capacité).

b. Obligation de capacité

- **Définition des obligations de capacité des fournisseurs**

Préconisation RTE :

RTE préconise une détermination de la prescription, non pas en "MW" mais sur la base d'un critère de sécurité par acteur. Ce critère sera fondé sur la simulation de l'équilibre offre / demande pour la période de livraison et sur la définition du critère de sécurité d'approvisionnement des pouvoirs publics. Il prendra la forme d'une marge de sécurité

*"La répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs a pour objectif de les responsabiliser sur la consommation en puissance de leurs clients et, plus particulièrement, de **les impliquer dans l'effort de maîtrise de la consommation électrique en période de pointe**. Ainsi, il est proposé que l'obligation de capacité s'exprime **préférentiellement sous la forme d'un critère de couverture validé par les pouvoirs publics, par exemple sous la forme d'un taux de marge déterminé à une température de référence**. Les obligations incombant à chaque fournisseur sont in fine calculées sur la base des consommations **en puissance** de leurs clients lors des périodes de pointe.*

Cette préconisation induit certes une incitation à la maîtrise de la pointe en responsabilisant les fournisseurs.

Toutefois, un taux de marge défini à température de référence limite ces bénéfices en ce sens qu'il complexifie les modalités de répartition des obligations et réduit le niveau d'incitation à la maîtrise de la pointe des portefeuilles clients « thermosensibles », qui sont pourtant les plus contributeurs à la croissance de la pointe de consommation.

Préconisation E.ON :

Dans une logique de responsabilisation des fournisseurs, pilier de la loi NOME, E.ON propose de définir l'obligation de capacité sous la forme d'un taux de marge sans référence à une température de référence afin d'inciter de manière optimale les fournisseurs "thermosensibles" à la maîtrise de la demande, ces fournisseurs étant les plus contributeurs à la croissance de la pointe de consommation.

Cette évolution permettrait de :

- *créer un effet vertueux en responsabilisant davantage chaque fournisseur et en les incitant à mieux maîtriser les usages thermo-sensibles ;*
- *mieux garantir la sécurité d'approvisionnement ;*
- *simplifier le suivi du respect des obligations des fournisseurs.*

Dans ce cadre, un taux de marge moins élevé pourrait être retenu, le risque climatique étant intégré aux prescriptions des fournisseurs.

- **Suivi des écarts et sanctions**

Préconisation RTE :

" La détermination du niveau des sanctions est complexe et délicat. Le niveau de sanction doit être suffisamment élevé pour inciter les fournisseurs à remplir leur obligation."

Dans le cadre de ce marché décentralisé, RTE souhaite mettre en place un barème de sanctions et de pénalités réellement dissuasif afin de réduire le risque d'un déséquilibre de l'offre / demande à la livraison. Il est important de noter que la mise en place de sanctions dissuasives n'est pertinente que si:

- les fournisseurs ont la possibilité de se couvrir en période de livraison (cf. complément E.ON décrit *supra*) ;
- le dispositif garantisse que le volume de certificats globalement disponibles sur le marché est suffisant pour permettre à tous les fournisseurs de couvrir leurs obligations ; à ce titre, une incitation satisfaisante au lancement de nouveaux investissements avec une anticipation suffisante (rôle des pouvoirs publics) est essentielle (cf. compléments E.ON *supra*). En effet, les fournisseurs doivent pouvoir ajuster leurs besoins jusqu'en période de livraison et donc disposer de la garantie de pouvoir faire appel à de nouveaux moyens capacitaires jusqu'au moment de la livraison.

Par ailleurs, dans le cadre d'un marché décentralisé, il convient de définir les modalités de redistribution des sommes issues des sanctions des fournisseurs. Il apparaît vertueux et pertinent que ces sommes soient reversées aux fournisseurs ayant couvert leur obligation.

Cette règle aura en outre un effet bénéfique pour la sécurité d'approvisionnement du système car elle renforce le niveau d'incitation des fournisseurs.

Enfin, les fournisseurs ne peuvent être responsables que de la couverture effective de leurs obligations de capacité et non de la disponibilité effective des capacités. Par ailleurs, l'approche préconisée par RTE ne garantit pas un dimensionnement global assurant la sécurité d'approvisionnement. En cas de black out, la responsabilité des fournisseurs courts en capacité doit se limiter aux pénalités au titre de la non couverture de leurs obligations.

Préconisation E.ON :

1/ E.ON propose de redistribuer les sommes issues des sanctions des fournisseurs n'ayant pas rempli leurs obligations à ceux ayant couvert leur obligation.

2/ En cas de black out, la responsabilité des fournisseurs courts en capacité doit se limiter aux pénalités au titre de la non couverture de leurs obligations, les pénalités étant libératoires de toute autre recherche de responsabilité.

c. Garanties des capacités

• **Périmètre de certification et d'engagement**

Préconisation RTE :

*“Pour que le mécanisme apporte une réelle garantie sur le niveau de sécurité d'approvisionnement, il est indispensable que **la totalité des capacités participent au mécanisme** et que les offreurs prennent des engagements sur la disponibilité de l'ensemble de leurs moyens pilotables.”*

*« Le processus de certification doit donc concerner l'ensemble des capacités. La question de la rémunération des capacités certifiées est une problématique autre ».**

« RTE propose de ne pas certifier les actions de maîtrise de la demande électrique, sans pour autant que cela ne constitue un frein à leur développement puisqu'elles seront valorisées indirectement via la réduction des obligations fournisseurs ».

E.ON considère également que la certification de l'ensemble des capacités contribuant à l'équilibre offre / demande, notamment en période de pointe, est un facteur clé de succès essentiel du marché de capacité.

Il importe de souligner que le périmètre de certification est décorrélé du périmètre des capacités échangées sur le marché de capacité (à travers des sessions organisées ou des accords bilatéraux).

Conformément à la loi NOME, toutes les capacités (existantes et nouvelles) doivent être certifiées afin de se prémunir contre le risque de rétention de capacité et de garantir l'équilibre du réseau.

Toute capacité certifiée et effectivement utilisée pour couvrir des obligations de capacités doit être soumise à des obligations de disponibilité et au mécanisme de pénalité. En revanche, les moyens certifiés mais dont la capacité n'est pas utilisée pour couvrir une quelconque obligation de capacité ne portent pas d'obligation de disponibilité car elles ne sont de fait pas mobilisées pour participer à la sécurisation du réseau électrique. Elles ne sont donc pas soumises au mécanisme de pénalité.

Préconisation E.ON :

. EON souscrit au principe d'une certification de toutes les capacités et un engagement de disponibilité pour toutes les capacités contribuant effectivement à la sécurité d'approvisionnement du système. Cependant, les moyens certifiés dont la capacité n'est pas utilisée pour couvrir une quelconque obligation ne participent de fait pas à la sécurisation du réseau électrique et ne portent par conséquent pas d'engagement de disponibilité. Ces moyens ne sont donc pas soumis au mécanisme de pénalité.

- **Mode de valorisation de la capacité**

Préconisation RTE :

*“Les modalités de rémunération des capacités sont quant à elles multiples. Compte tenu de la structure du secteur électrique français, la grande majorité des capacités est située au sein de **portefeuille d'acteurs intégrés**. Par conséquent, ces capacités seront utilisées par ces mêmes acteurs pour remplir les obligations leur incombant en tant que fournisseur et ne transiteront pas explicitement par le marché. [...] Ainsi, ces **capacités seront valorisées indirectement**. [...]*

*Ensuite, certaines capacités sont **valorisées au sein de contrats globaux incluant l'énergie et la capacité**. C'est notamment le cas de l'ARENH et des contrats d'obligation d'achat.*

Enfin, la part restante des capacités trouvera une valorisation sur le marché de capacité.

[...]. Ainsi, la prise en compte explicite de l'ensemble des capacités ne conduit pas à une surface financière nécessairement plus large [...].”

Une architecture de marché décentralisé, avec un dimensionnement centralisé ou dcentralisé, permet de réduire considérablement la surface financière du dispositif tout en assurant une participation physique de l'ensemble des capacités au mécanisme. Elle permet en effet de ne faire transiter sur le marché que le différentiel entre les certificats dont disposent les acteurs et leurs propres besoins. Cet effet concerne les acteurs ayant une structure d'intégration verticale. »

Comme souligné par RTE, la rémunération des capacités contribuant à la sécurisation d'approvisionnement est une question autre, qui ne doit pas être confondue avec celle du périmètre des capacités certifiées.

Cette rémunération peut prendre plusieurs formes, être explicite ou implicite.

1/ Capacités faisant l'objet de contrats globaux incluant « énergie et capacité » :

- nucléaire historique, rémunéré via l'ARENH ;
- capacités sous obligation d'achat, rémunérées via le tarif d'achat.

Ces capacités bénéficient d'une valorisation capacitaire garantie à travers un tarif régulé couvrant la valorisation de l'énergie et de la capacité (tarif d'achat, tarif ARENH) ; elles ne courent donc aucun risque relatif à la valorisation de leur capacité.

Leur non participation au mécanisme d'enchère signifie donc seulement qu'elles ne sont pas soumises à la loi du marché et, notamment, aux risques de volatilité prix. En revanche, elles doivent, comme toutes les autres capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement, être soumises aux règles d'engagement de disponibilité et de pénalisation.

Comme souligné dans le paragraphe « transparence », il est nécessaire que la valeur implicite de la capacité intégrée dans ces contrats globaux soit révélée a minima une fois par an par la CRE.

2/ Capacités valorisées en *self-supply*

Dans un cadre où il n'existe pas de distorsion de concurrence, les capacités en *self-supply* sont valorisées sur la base des mêmes signaux de prix et de tarifs que ceux constatés implicitement (via contrats globaux) ou explicitement (sur le marché amont). Elles sont donc logiquement soumises aux mêmes engagements de disponibilité et au même mécanisme de pénalités.

3/ Capacités échangées et rémunérées dans le cadre du marché de capacité

Les moyens de production et d'effacement rémunérés directement via le marché de capacité sont naturellement soumis aux règles d'engagement de disponibilité et de pénalisation.

Au-delà, si il est vrai que le volume de certificats faisant l'objet d'échange sur le marché de capacité ne concerne pas l'ensemble des certificats de capacité, il n'est pas exact de considérer que la surface financière induite par le dispositif, et in fine répercutée au client final, ne concerne que les certificats faisant l'objet d'échanges explicites sur le marché de capacité. En particulier, et pour éviter toute distorsion de concurrence, les capacités faisant l'objet de transactions internes en *self supply* doivent être valorisées sur la base des mêmes signaux de prix et de tarifs que ceux constatés implicitement ou explicitement.

RTE mentionne, par ailleurs, parmi les objectifs du dispositif, celui d' « offrir un complément de rémunération aux moyens qui ne parviennent pas à recouvrer la totalité de leurs coûts via les marchés de l'énergie ». EON souscrit à ce principe, qui ouvre la question du périmètre des capacités devant faire l'objet d'une rémunération explicite sur le marché de capacité (le périmètre des capacités faisant l'objet d'une rémunération implicite étant déjà figé car induit par l'existence des mécanismes d'Obligation d'Achat et ARENH).

S'appuyant sur le principe que toutes les capacités n'ont pas le même besoin de complément de rémunération, l'Uniden a proposé de cibler la rémunération sur la production de pointe, en proposant de définir une notion de bas de profil, inspirée des profils introduits pour l'ARENH, pour qualifier la production de base, et une notion de haut de profil, pour qualifier la production de pointe. Cette solution pourrait être économiquement pertinente au regard d'un objectif de maîtrise de l'impact sur la facture du client final de l'introduction du mécanisme de capacité.

Préconisation E.ON :

Dans le mécanisme défini actuellement par RTE, toutes les capacités utilisées pour couvrir une obligation de capacité sont rémunérées, soit de façon directe (valorisation explicite) dans le cadre du marché de capacité, soit de façon indirecte (valorisation implicite) dans le cadre de contrats globaux incluant « énergie et capacité » (production nucléaire historique rémunérée via l'ARENH et capacités sous obligation d'achat (OA) rémunérées via le tarif d'achat). Elles peuvent par ailleurs faire l'objet d'une utilisation en *self supply*.

EON précise que, pour éviter toute distorsion de concurrence, les capacités faisant l'objet de transactions internes en *self supply* doivent être valorisées sur la base des mêmes signaux de prix et de tarifs que ceux constatés implicitement ou explicitement.

Par ailleurs, il est bien entendu que les capacités faisant l'objet de contrats globaux incluant « énergie et capacité » ne devront pas bénéficier d'une double rémunération.

Enfin, parmi les autres capacités, notamment celles qui ont un nombre d'heures d'activation important pendant l'année, le risque de « double rémunération » existe. Une restriction du périmètre de rémunération à la production dite haut de profil telle que proposée par l'UNIDEN dans le cadre du processus organisé par RTE pourrait être économiquement pertinente au regard d'un objectif de maîtrise de l'impact sur la facture du client final de l'introduction du mécanisme de capacité.

- **Capacités sous obligation d'achat**

Le projet de rapport du RTE indique que la valeur capacité des moyens sous OA est déjà intégrée au sein des tarifs de rachat.

« Par construction, ce tarif est fixé de manière à couvrir les coûts complets de la technologie concernée [...]sa cohabitation avec le mécanisme de capacité, prévu comme un mécanisme de sécurisation par les volumes, risque de mener à un double paiement de la capacité concernée. Il ne semble donc pas pertinent de faire valoriser les capacités bénéficiant de l'OA par le mécanisme de capacité. »

Si RTE suggère, à titre illustratif, que les charges de la CSPE soient réduites à hauteur de la valorisation capacité des moyens sous OA, aucune préconisation n'est explicitement rédigée en ce sens.

« La valorisation de ce bénéfice peut par exemple venir en déduction des charges de la CSPE. »

Si aucun ajustement n'est prévu pour éviter une double rémunération, EDF pourrait bénéficier seul des certificats relatifs aux moyens sous obligation d'achat via la CSPE. EDF pourrait donc, en théorie, valoriser ces capacités soit indirectement (*self-supply*) soit directement (vente sur le marché de capacité) alors même qu'elles sont financées par la collectivité nationale et qu'EDF n'est qu'un intermédiaire dans le dispositif CSPE. EDF est donc notamment susceptible de tirer un revenu de la commercialisation sur le marché de capacité des certificats correspondants aux capacités sous obligation d'achat.

Il est donc nécessaire d'encadrer la valorisation des capacités sous obligation d'achat afin :

1/ d'éviter toute distorsion de concurrence induite par cet effet d'aubaine ;

2/ d'éviter que ces capacités soient doublement valorisées, ce qui pourrait impacter de façon incohérente la facture des consommateurs finals.

Il serait donc cohérent que l'ensemble des fournisseurs puissent bénéficier des capacités sous obligation d'achat au *prorata* de leurs propres obligations.

A défaut le niveau des charges CSPE doit être réduit à hauteur de la valorisation capacité des moyens sous OA.

La première solution devrait être privilégiée car elle permet de distribuer équitablement le bénéfice de ces certificats à tous les fournisseurs et elle ne s'appuie pas sur une valorisation implicite de la capacité à déterminer, potentiellement sujette à manipulation.

Préconisation E.ON :

. Dans un souci d'équité entre les acteurs, E.ON propose de délivrer gratuitement ces certificats à la CRE et les redistribuer aux fournisseurs au prorata de leurs obligations, ou, pour permettre une allocation ex ante de ces certificats, sur la base d'une clé de répartition approchant au mieux les obligations de chaque fournisseur.

- **Principes de certification**

Préconisation RTE :

« La certification doit permettre de dimensionner des garanties de capacité normatives à partir d'une hétérogénéité de moyens de production et d'effacement [...], tout en disposant au final de la puissance disponible nécessaire pour satisfaire l'équilibre Offre-Demande. [...] Il est alors proposé que l'intérêt d'une capacité soit mesuré par la **défaillance qu'elle permet d'économiser.** »

“La certification est réalisée pour chaque capacité de production et d'effacement. Cependant, si l'engagement pour un exploitant disposant de plusieurs capacités correspond à des engagements pour chaque capacité individuelle, cela reviendra de fait à ne pas prendre en compte le foisonnement des capacités. Il est donc proposé que **l'engagement de disponibilité puisse être porté par l'offreur au niveau d'un périmètre.** Les écarts entre engagement et disponibilité constatée sont alors pénalisés **à la maille du périmètre du responsable de capacité.**”

Il convient de définir plus précisément la notion de périmètre introduite par RTE : prise en compte au sein d'un même périmètre de technologie différentes ? , de capacités détenues et/ou exploitées par des entités juridiques différentes ? , de capacités situées dans des zones géographiques éloignées les unes des autres ? ,... .

Dans une logique de foisonnement des capacités et de limitation du besoin global de capacités, les offreurs de capacité devraient pouvoir regrouper au sein d'un même périmètre de responsabilité des capacités de technologies différentes et/ou détenues par des entités juridiques diverses.

Préconisation E.ON :

Les engagements sont portés par des « responsables de capacité ». E.ON propose que les responsables de capacité aient la possibilité de regrouper des capacités de technologies différentes pouvant, en outre, être détenues par des entités juridiques diverses. Ce mécanisme permet de valoriser le potentiel de foisonnement des différents acteurs et réduit le besoin de nouvelles capacités.

- **Certifications des effacements de consommation**

Préconisation RTE :

« il est possible d'identifier deux grandes familles d'effacements suivant les modalités d'activation :
- les effacements activables par RTE sur le Mécanisme d'ajustement (MA)
- les effacements activables en dehors du MA, via les marchés de l'énergie et comme outil d'optimisation de portefeuille. Cette dernière activation peut être réalisée par le fournisseur ou par un tiers agrégateur

De cette classification ressortent deux problématiques à instruire, notamment pour les effacements hors MA :

-En fonction du type d'effacement, il est nécessaire d'identifier l'acteur en charge d'activer les capacités d'effacement lorsqu'elles sont certifiées.

-Les modalités de contrôle doivent être mises en place pour vérifier l'effectivité des capacités d'effacement, notamment pour les effacements activables en J-1 devront être précisées. Des règles sont déjà opérationnelles pour les effacements en temps réel sur le MA. En revanche, des modalités de contrôle restent à définir sur les effacements en J-1 au sein d'un portefeuille. Celles-ci pourraient exiger la fourniture de programmes prévisionnels de consommation.

Il est préconisé, pragmatiquement, de ne pas prendre en compte les externalités des capacités dans la certification, ceci afin d'assurer l'adéquation de capacité. Les externalités positives des capacités ont par ailleurs vocation à trouver leur valorisation dans des mécanismes dédiés.

Afin de favoriser le développement des effacements, il semble opportun de ne pas complexifier les modalités de certification et de contrôle de ces capacités.

Compte tenu de la complexité de certification et des contraintes de mise en œuvre des effacements activables en dehors du MA (effacements diffus, effacements tarifaires...), ils devraient, à l'image de la MDE, faire l'objet d'une valorisation côté demande via la réduction de la contribution à la pointe du portefeuille du fournisseur.

Préconisation E.ON :

A l'image des actions de MDE, les effacements de consommation qui ne sont pas activables par RTE sur le mécanisme d'ajustement ne doivent pas faire l'objet d'une certification et doivent être valorisés indirectement via la réduction des obligations des fournisseurs.

Par ailleurs, EON souscrit à la préconisation de RTE de ne pas valoriser d'externalités positives des capacités d'effacement à travers le mécanisme de capacité, celles-ci ayant vocation à être valorisés à travers d'autres dispositifs.

- **Définition des engagements**

Préconisation RTE :

« La certification doit correspondre à un engagement de l'offreur de capacité sur une **puissance disponible** et sur les **contraintes techniques** de sa capacité [...] Il est préconisé que l'engagement soit **dimensionné par les offreurs de capacité**, plus à même de connaître les performances de leurs capacités, et **encadré par un plancher basé sur l'historique**. [...] »

“Il est préconisé de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité **les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver** (le nombre d'heures concernées pourrait être de l'ordre de 200h).”

“ Il est donc préconisé de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver, qui pourrait par exemple débuter le **1er septembre et s'achever au 31 août** de l'année suivante.”

Cette période d'engagement est insuffisamment ciblée et ne permet pas aux producteurs d'électricité de garder une marge de manœuvre satisfaisante pour positionner leur maintenance.

Une période d'engagement centrée sur les mois d'hiver permettrait de respecter la marge de manœuvre des producteurs et fait écho à une obligation des fournisseurs centrée sur la pointe hivernale.

En outre, il serait pertinent que la période de référence soit cohérente avec les jalons contractuels temporels existants notamment dans le cadre de la négociation des contrats ARENH, calés sur l'année civile.

Préconisation E.ON :

E.ON propose que la période d'engagements soit définie ex-ante et recommande de retenir comme période d'engagement les mois de janvier, février et décembre d'une même année civile afin, d'une part, de permettre aux producteurs de gérer de manière autonome leur maintenance et, d'autre part, d'assurer une cohérence avec les jalons ARENH et le calendrier des contrats commerciaux.

- **Suivi des obligations**

Préconisation RTE :

“Le mécanisme ne doit en aucun cas permettre l'apparition de capacités fantômes. De ce fait, les offreurs de capacité s'engagent à prouver de manière répétée la réalité du moyen certifié. Cette effectivité sera observée en premier lieu via les programmes d'appels ou via des ajustements effectifs sur le mécanisme d'ajustement. Le cas échéant, il sera nécessaire de recourir à des appels à la demande de l'opérateur de système pour les capacités n'ayant pas fonctionné.

Il sera de plus nécessaire de s'assurer du respect des engagements des offreurs de capacité via un suivi pouvant être quotidien de la puissance disponible des capacités sur la période d'engagement. Il faudra, de plus, contrôler l'engagement de l'offreur sur la réponse de la capacité aux besoins du système. Pour ce faire, un suivi devra être assuré sur les contraintes techniques des capacités.

Il est proposé que le contrôle s'effectue capacité par capacité, en cohérence avec la définition des unités suivies sur le mécanisme d'ajustement et afin de rendre visible les évolutions observées sur la disponibilité des capacités. A partir de ces données élémentaires, il sera alors possible de contrôler la position globale sur des périmètres de responsables de capacité et de vérifier l'état global du système vis-à-vis du risque dimensionnant.”

L'engagement de disponibilité est porté par le responsable de capacité. Les écarts entre engagements et réalisé devraient donc être calculés au niveau du responsable de capacité et non de l'unité de production ou d'effacement.

Préconisation E.ON :

1/ Conformément à une architecture reposant sur les « responsables de capacité », le suivi des obligations devrait être fait, non pas à la maille des unités de production / effacement mais à la maille du « responsable de capacité ».

2/ Le suivi des engagements doit être cohérent avec leur définition. E.ON préconise donc que le suivi des engagements soit effectué sur la période d'engagement (trois mois d'hiver).

- Pénalités

Préconisation RTE :

« La pénalisation est de même indispensable pour inciter aux respects des engagements, qui visent à assurer la sécurité d’approvisionnement. Une absence de pénalisation ne pourrait conduire qu’à de forts risques de dysfonctionnement du mécanisme. »

Les préconisations de RTE ne mentionnent pas les modalités de redistribution des sommes perçues dans le cadre du mécanisme de pénalités.

Il serait vertueux que les sommes collectées à travers le mécanisme de pénalités soient reversées aux offreurs de capacité ayant respecté leurs engagements de disponibilité.

Cette règle aura en outre un effet bénéfique pour la sécurité d’approvisionnement du système car elle renforce le niveau d’incitation des offreurs de capacité.

Préconisation E.ON :

Les sommes perçues dans le cadre du mécanisme de pénalités pourraient être redistribuées aux offreurs de capacité ayant satisfait leurs engagements.



Rapport au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME

Observations d'EPEX SPOT

EPEX SPOT souhaite en premier lieu souligner la qualité des échanges qui ont eu lieu lors de la concertation organisée par RTE, et le remarquable travail de synthèse qui a mené à la rédaction de ce rapport.

En tant que bourse européenne de l'électricité, EPEX SPOT se positionne comme un acteur neutre et ne souhaite pas faire de commentaire sur le choix d'un modèle de mécanisme plutôt qu'un autre.

En revanche, EPEX SPOT entend apporter certaines précisions techniques qui concernent la possibilité d'organiser un marché de produits à terme sous forme d'enchère. Nous ne sommes pas contre la mise en place d'une enchère, ni contre le fait que les produits échangés soient des produits à terme, mais l'association de ces deux caractéristiques nous semble peu compatible.

Par conséquent, nous souhaiterions que l'option de mise en place d'un marché spot soit également étudiée car elle nous semble avoir quelques avantages.

1-Le fait que le certificat représente une obligation de capacité future n'implique pas la mise en place d'un marché à terme

Sur un marché à terme avec livraison physique, le transfert de propriété de l'actif sous-jacent et le paiement correspondant n'interviennent qu'à l'échéance du contrat, soit plusieurs mois ou années après la transaction. C'est cette particularité des marchés à terme qui fait que l'on peut s'y livrer à de la vente à découvert, c'est-à-dire vendre des actifs que l'on ne possède pas au moment de la transaction. Sur un marché au comptant, la livraison de l'actif et le paiement sont effectués généralement le lendemain de la transaction.





Ce sont ces caractéristiques juridiques et économiques qui différencient le marché à terme du marché au comptant et non pas l'échéance du sous-jacent. Comme le montre l'exemple du marché des certificats d'émission de CO₂, il est tout à fait possible d'échanger au comptant des actifs permettant de satisfaire une obligation future. A partir du moment où le certificat est créé, il devient échangeable immédiatement à terme ou au comptant. Un même certificat de CO₂ est échangé au comptant s'il est livré et payé demain, et il est échangé à terme s'il est livré et payé à une date future. Peu importe que le certificat de CO₂ corresponde à un droit d'émettre du CO₂ dans le futur.

2-Le marché au comptant est un marché plus simple à mettre en œuvre qu'un marché à terme

Les marchés à terme sont des marchés risqués car le règlement final de la transaction n'intervient que bien après la transaction en elle-même. Se pose donc de façon évidente la question du risque de défaut d'une des deux contreparties. Sur les marchés organisés, ce risque de défaut potentiel est géré par des mécanismes de dépôts de garantie et des appels de marge. L'intermédiation de membres compensateurs, établissements financiers spécialisés, entre le membre du marché à l'origine de la transaction et la chambre de compensation est le plus souvent obligatoire afin d'assurer une gestion optimale du risque.

En cas de défaillance, la chambre de compensation utilise le dépôt de garantie du membre de marché et liquide sa position résiduelle sur le marché afin de minimiser ses propres pertes. Le dépôt de garantie est donc proportionnel à la position du membre et ajusté en fonction de la volatilité des prix du marché à terme. Le dépôt peut être constitué d'actifs financiers ou d'espèces et est en général rémunéré. Le risque porté par la chambre de compensation est donc d'autant moins grand que le marché à terme est liquide et fonctionne en continu. Si l'on imagine par exemple, un marché à terme qui fonctionne sur la base d'enchères semestrielles, le risque porté par la chambre de compensation est très important car si un membre fait défaut entre deux enchères, elle devra attendre plusieurs mois avant de pouvoir liquider la position défaillante. Le dépôt de garantie demandé dans ce cas ne sera pas alors typiquement de l'équivalent d'une ou deux journées de marché mais bien de plusieurs mois, en supposant qu'une estimation de la volatilité des prix dans ces conditions de marché ait un sens.

La participation à un marché à terme suppose donc pour les membres un coût de gestion du risque non négligeable, coût d'autant plus élevé que l'organisation du marché ne correspond pas aux standards des marchés de l'énergie.

A l'inverse, le marché au comptant nécessite une gestion du risque plus légère puisque le paiement et la livraison interviennent avec un délai très réduit. Une chambre de compensation est utile dans ce cas afin de standardiser les processus de règlement-livraison et éventuellement de mutualiser les flux financiers avec ceux du marché de l'énergie mais les coûts associés sont forcément plus bas.



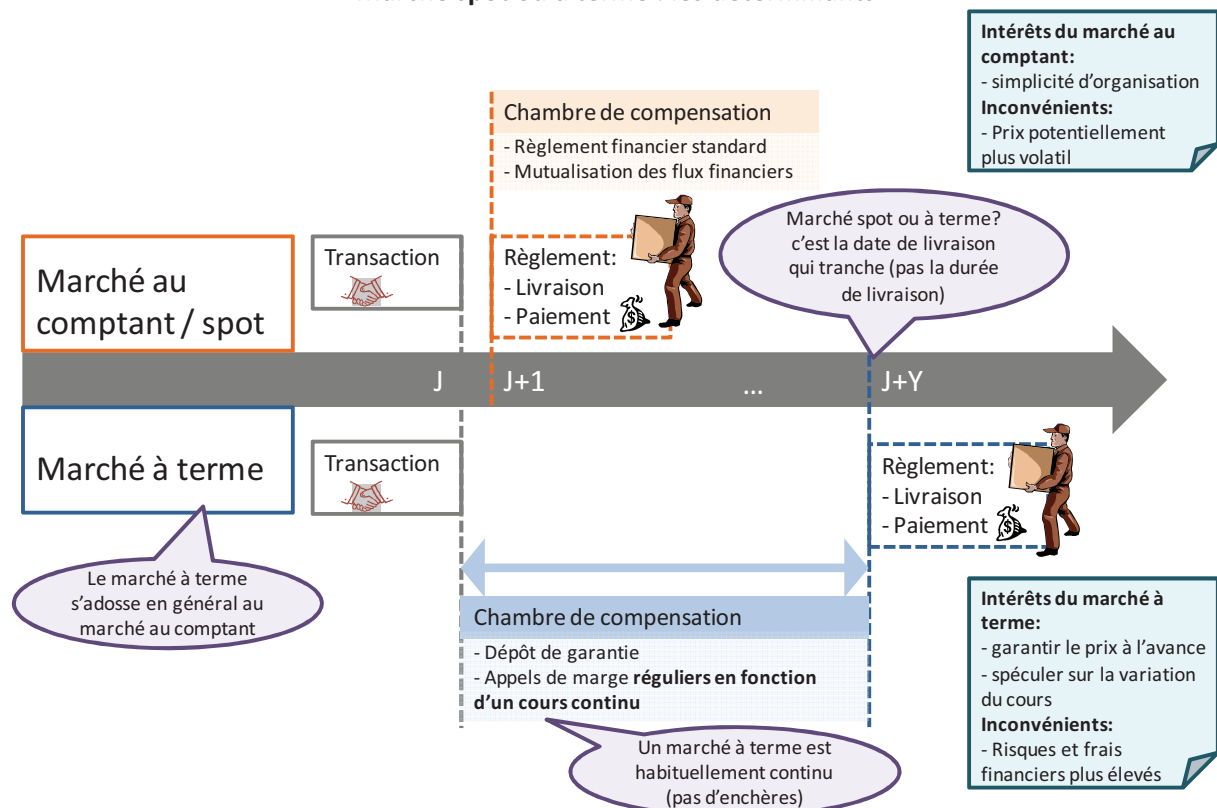
3-La question de la volatilité des prix

Il est vrai de dire que, dans le cas où un actif est échangé à la fois sur un marché au comptant et sur un marché à terme, les prix sur le marché à terme sont moins volatils que sur le marché au comptant.

En revanche, il est difficile de dire que les prix seraient plus volatils sur un marché à terme seul que sur un marché au comptant seul. Il paraît logique que, dans le cas où n'existerait qu'un marché à terme, le comportement « binaire » décrit dans le rapport de synthèse (prix nul ou très élevé) existerait tout autant.

Enfin, et pour conclure, traditionnellement le marché à terme sert à se couvrir contre les évolutions du marché au comptant. S'il n'y a pas de marché au comptant, le marché à terme sert en fait seulement à acheter/vendre les certificats. Son comportement s'approcherait donc vraisemblablement de celui d'un marché au comptant notamment en termes de comportement de prix.

Marché spot ou à terme : les déterminants



Mécanisme de capacité en France

Rapport provisoire RTE

Commentaires de GDFSUEZ
au rapport provisoire de la concertation

GDFSUEZ

Branche Energie France : Stéphane Hecq

Le 2 septembre 2011

Synthèse du rapport provisoire RTE

- Organisation générale

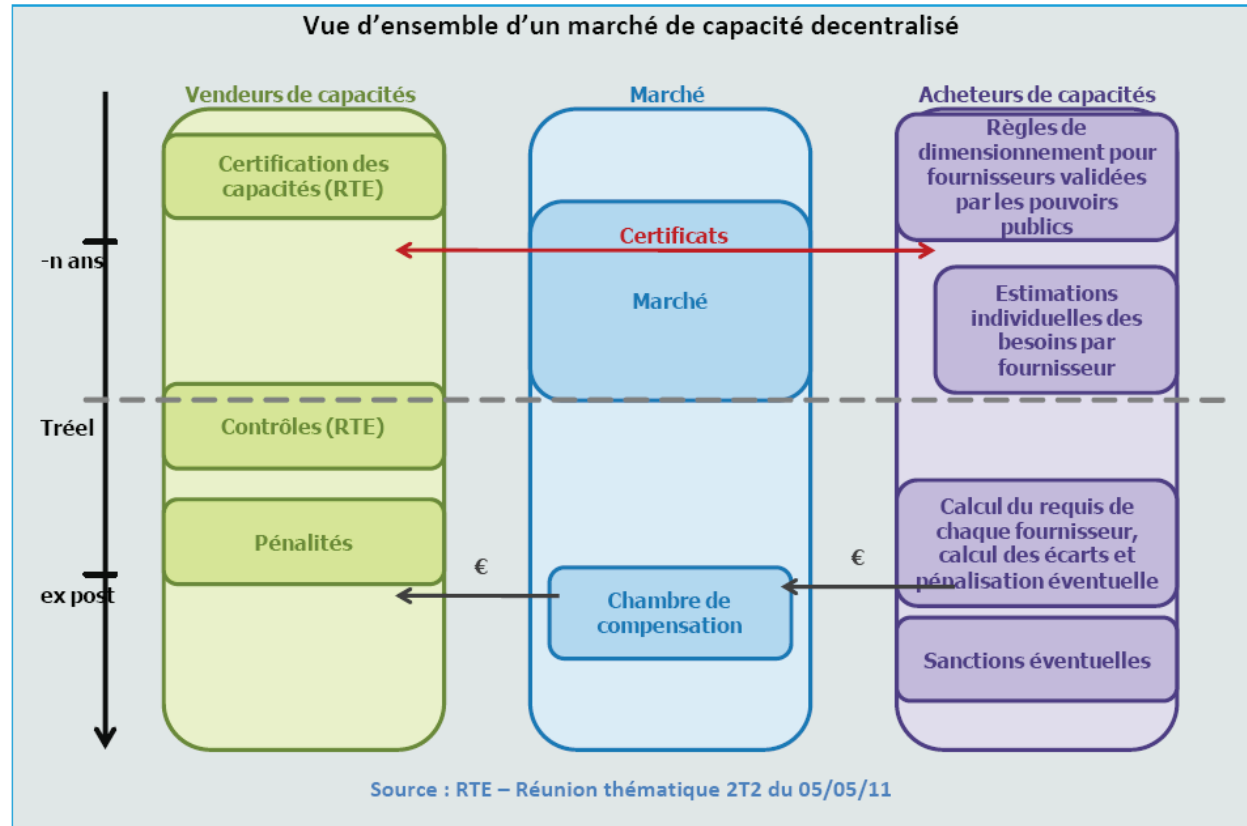
Commentaires GDFSUEZ

- Compatibilité avec la loi NOME;
- Sécurité = bien public et parallélisme avec le marché de l'énergie
- L'absence de liquidité et l'instabilité du prix de la capacité :
 - Marché limité aux échanges de certificats à la marge et à la croissance
 - Pas d'amélioration de la situation des projets d'investissement en production
- L'obligation des fournisseurs : le volume de clientèle devient une variable d'ajustement du mécanisme
- L'incompatibilité européenne
- Prime à l'effacement
- Utilisation des certificats de capacité associés aux O.A.
- Le problème concurrentiel subsiste et est accentué
- La certification et les règles d'équivalence

Bref rappel de la proposition de GDFSUEZ

L'organisation préconisée par RTE::

- Très aligné sur la formulation de la loi NOME, souci du parallélisme avec l'organisation du marché actuel de l'énergie;
- **Marché bilatéral continu** accompagné de quelques sessions d'enchères (simples) organisées;
- Certifications ex-ante pour ramener à un **produit échangeable unique par des règles d'équivalence**;
- Règle de définition des obligations définies ex-ante;
- Chaque fournisseur est responsable de son périmètre d'équilibre, vérification ex-post de son obligation;
- RTE certifie les capacités, établit les règles, établit le **niveau de l'obligation nationale (T° de réf. Et marge)** et procède aux contrôles;
- Tous les accords, de court, moyen et long-termes entre acheteurs et vendeurs de certificats sont possibles;
- Pénalité (Max : 120k€/MW) des fournisseurs si le niveau d'obligation n'est pas rempli;
- Pénalité des offreurs de capacité qui ne remplissent pas les engagements de fourniture de capacité convenus dans la certification (Niveau ?);

Caractéristiques principales (suite):

- Le marché est **limité** aux échanges de certificats de **ré-équilibre** entre les fournisseurs et à la **croissance**. **L'auto-fourniture est la règle**;
- Importations statistiques, **pas de certification de capacités hors-France**;
- **Les clients sont très peu mentionnés** dans cette description d'organisation du marché, il n'apparaît que dans le calcul des obligations des fournisseurs.

1. Compatibilité avec l'article 6 de la loi NOME::

- La proposition RTE relève d'une lecture à peu près littérale de la loi NOME. De ce fait, elle est extrêmement compatible avec cette loi.

- Cependant, la proposition d'un marché centralisé avancée par les acteurs regroupés au sein de l'UFE peut aisément être rendue compatible avec la loi NOME. La préconisation de RTE ne constitue donc pas la seule mise en œuvre possible de la loi NOME.

- Dans la configuration préconisée, RTE n'est pas le responsable final de l'équilibre offre –demande de capacité, du fait de l'équilibre de capacité demandé à chaque fournisseur dans le cadre d'un mécanisme de responsable de périmètre d'équilibre de capacité. RTE ne montre pas que ce mécanisme permet d'atteindre le respect du critère de sécurité imposé au niveau national par la loi.

2. Alignement sur le fonctionnement du marché de l'énergie::

- La proposition de RTE est basée sur un fort alignement de l'organisation du marché de la capacité avec le marché de l'énergie « pour ne pas devoir le perturber ».

- Cet argument est contestable :
 - ✓ Ce n'est pas parce que le marché de l'énergie ne doit pas être perturbé que la même organisation doit être adoptée pour le marché de la capacité;

 - ✓ La capacité mise en œuvre pour des raisons de fiabilité du système est un bien public, comme le réseau, a contrario de l'énergie qui est un bien privé. Un bien public requiert une organisation centralisée plutôt que décentralisée, car la capacité supplémentaire amène un surcroît de fiabilité pour tous les acteurs, même ceux qui ne la rémunèrent pas.

 - ✓ La délégation par RTE de la responsabilité de l'équilibre du système aux fournisseurs ne prend pas suffisamment en compte le caractère de bien public de la capacité;

 - ✓ La garantie que le critère de fiabilité national pourra être respecté ne peut être obtenue que dans des conditions très particulières de l'organisation et en particulier de la certification dans le cadre d'une organisation décentralisée du marché;

3. L'absence de liquidité et la volatilité des prix:

- Le marché de la capacité est par nature extrêmement peu liquide du fait du volume restreint des certificats qui fixeront les prix:
 - ✓ l'échange de certificats dû à l'évolution des parts de marché ;
 - ✓ Le rééquilibrage des fournisseurs en surplus / manque de capacité;
 - ✓ la croissance de la demande de pointe;

- Cette faible liquidité induit une volatilité interannuelle du prix de la capacité forte, même dans le cas d'un marché centralisé.

- La volatilité s'en trouvera nécessairement accentuée dans le cadre du marché décentralisé qui atomise les enchères entre des décisions bilatérales d'échanges et des enchères (par exemple semestrielles) sur des quantités très faibles de certificats.

- L'intervention du monde financier est peu probable dans un marché aussi illiquide. Dès lors l'effet escompté de lissage des prix n'existera pas.

- Trouver les contreparties pour la mise en œuvre des projets sera beaucoup plus difficile que dans l'organisation d'enchères centralisées. Le risque des fournisseurs est de se retrouver à prendre des décisions de mitigation à court-terme en fin de période d'exercice, qui auront un coût plus élevé, y compris le refus d'acquiescer de nouveaux clients, dans le but d'éviter l'encours de pénalités.

- La volatilité extrême, la difficulté de trouver des contreparties conduiront les acteurs à renoncer à des projets d'investissement en nouvelles unités de production ou d'effacement, pour lesquelles le volume des contreparties potentielles, sauf à être sa propre contrepartie, sera trop faible.

- L'organisation du marché choisie par RTE laisse aux fournisseurs le poids de la décision du transfert des coûts de la capacité aux clients. Il est à craindre que même les capacités développées pour compte propre ne pourront être refacturées au client final dans un monde concurrentiel. Dès lors, le mécanisme deviendrait dé-incitant à l'investissement.

4. Le volume de clientèle devient une variable d'ajustement du système:

- Le poids de la responsabilité de l'équilibre en puissance incombe aux fournisseurs. Chacun d'eux devra s'assurer qu'il détient un volume de certificats correspondant au profil de sa clientèle et à sa responsabilité dans la pointe.
- En cas de défaut – manque de certificats – les fournisseurs encourent des pénalités.
- Dès lors, à l'approche de la période de vérification, et en particulier l'année d'exercice, les options de ressources certifiées peuvent venir à manquer. Les fournisseurs pourraient donc s'arrêter d'accepter des clients, voire inciter au départ des clients les plus coûteux en terme de certificats. Cela pose la question de la mise en place (ou de l'activation) du fournisseur de dernier recours. On peut penser que EDF serait le candidat désigné pour cette fonction, ce qui constituerait un mécanisme de distorsion de concurrence.
- En ce qui concerne les tarifs cost+, on peut légitimement se demander comment ces tarifs seront établis, ou plutôt sur quelle base (quelle enchère, moyenne, moyenne pour tous les certificats?) sera établi le prix de la capacité répercuté dans les tarifs.
- Le coût moyen de l'ensemble des certificats sera très différent d'un fournisseur à l'autre.

5. L'incompatibilité européenne:

- RTE accepte que le mécanisme prenne en compte des importations de capacité statistiques pour déterminer le niveau d'obligation national à atteindre.

- RTE refuse que des capacités localisées hors de France soient certifiées. Cela pose plusieurs problèmes:
 - ✓ La création d'une nouvelle commodité en Europe implique qu'il ne peut y avoir de discrimination explicite à l'égard des acteurs européens pour la fourniture de cette commodité. Le refus de certifier des capacités hors frontière constitue une barrière explicite à l'égard des acteurs européens. Ceci est d'autant plus vrai que, dans l'organisation décentralisée qui est proposée par RTE, la période d'échange de certificats recouvre l'horizon de réservation ferme de capacités d'interconnexions en Europe facilitant de fait la certification des l'importations.
 - ✓ L'impossibilité qui en résulte pour des acteurs comme GDFSUEZ et les autres acteurs concurrents de EDF de bénéficier de leurs capacités à l'extérieur de la France les empêchera d'étendre leur clientèle au delà de la capacité incorporée à l'ARENH et celle dont ils disposeront en propre, sans devoir acquérir des certificats sur le marché. Cette situation crée en soi une distorsion de concurrence en faveur de l'acteur dominant EDF, qui dispose par ce moyen, en plus des limites de l'ARENH, d'un levier de contrôle de ses parts de marché et de bloquer le marché français (cf. présentation de GDF SUEZ faite lors du groupe de travail 1T5-7 de la concertation organisée par RTE).
 - ✓ Que se passera-t-il si des contrats fermes d'imports sont conclus entre un fournisseur extérieur et un (des) client(s) en France? Faudra-t-il conclure encore en plus des achats de certificats sur base d'unités françaises (de EDF?), ce qui constituera une barrière à l'entrée supplémentaire et un frein à la mise en place du marché Européen de l'énergie.

- Il faut remarquer que :
 1. Dans le mécanisme centralisé, il est possible d'accepter des capacités importées au prorata d'un volume pré-déterminé par le gestionnaire de la capacité, en sélectionnant les plus économiquement pertinentes par le mécanisme des enchères combinatoires. La détermination du volume de capacités externes certifiables est impossible à mettre en œuvre dans le cadre de l'organisation proposée par RTE, puisqu'il y a plusieurs enchères et des échanges bilatéraux. Il n'est dès lors pas possible dans cette organisation décentralisée de contrôler le volume total de capacités certifiées qui seraient importées.
 2. La certification des unités hors-France n'entraînera certainement pas de coût supplémentaire pour le client final français, puisque, au même titre que les capacités détenues en propre, elles ne seront mises en œuvre que si elles sont plus compétitives que les ressources, vraisemblablement de court-terme, auxquelles elles seront confrontées. Il ne peut en résulter qu'une situation plus favorable pour les consommateurs finals en France.

6. Prime à l'effacement:

- Le système est déséquilibré en ce qu'il favorise les dispositifs à courte durée de mise en œuvre par rapport aux dispositifs qui demandent une mise en œuvre plus longue : on pressent que les effacements sont ainsi favorisés d'autant plus que le rapport de RTE encourage la mise en place d'un mécanisme transitoire destiné à valoriser les effacements de consommation avant la mise en œuvre du marché de capacité.
- Aucune indication n'est donnée dans le rapport sur la prise en compte d'unités de grande taille qui nécessitera d'être décidée comme si le marché de capacité n'existait pas, ce qui rendra illusoire leur mise en œuvre. Le marché de capacité décentralisé serait alors dé-incitant à l'investissement en unités de production de base ou moyenne utilisation.

7. L'utilisation des certificats de capacité associés aux O.A.

- Le rapport RTE mentionne que les ressources sous obligation d'achat ne peuvent bénéficier d'une rémunération qui viendrait en plus de la garantie déjà obtenue de rémunérer leur coût complet, donc leurs dépenses de capital.
- Le rapport suggère que les consommateurs français bénéficient de ces certificats via une éventuelle réduction de la CSPE.
- GDFSUEZ s'interroge:
 - L'énergie vendue au travers du mécanisme de la CSPE l'est implicitement à un prix supérieur au prix de marché de gros annuel puisque ce dernier ne permet pas de couvrir les actifs sous O.A. Dès lors, le propriétaire des actifs sous O.A. peut choisir soit de conserver ce revenu, soit de racheter le volume d'énergie correspondant sur ce même marché pour le fournir à ses clients.
 - Le prix du certificat de capacité contenu dans le mécanisme d'O.A. est lui tout à fait incertain, puisqu'il résulte de la différence entre le prix couvert par le mécanisme de O.A. et le prix de l'énergie sur le marché de gros.
 - Par conséquent, le prix de la capacité implicite dans le mécanisme de l'O.A. sera sans aucune relation avec le prix de marché de la capacité que l'acteur propriétaire du bien sous O.A. sera contraint de payer (ou recevra) pour acquérir à nouveau (ou vendre) le certificat et le repositionner dans son périmètre d'équilibre de capacité.
- Une proposition qui prend en compte cette difficulté conceptuelle doit être envisagée dans le rapport définitif.

8. Persistance du problème concurrentiel:

- Le prix du certificat ne sera pas unique. De plus, les acteurs qui détiennent de la capacité existante pourront moyenner le prix de leurs certificats acquis sur le marché sur l'ensemble de leur clientèle;
- Ce mécanisme accentue la distorsion de concurrence mentionnée par GDFSUEZ. Les parts de marché des petits acteurs seront figées par la taille de leur parc de production actuel car les petits acteurs ne pourront pas prendre le risque de l'investissement en ressources de capacité dans le contexte du mécanisme de capacité décentralisé proposé.
- Les enchères décentralisées et les échanges bilatéraux rendent ce phénomène encore moins contrôlable que dans le système centralisé. Du fait du prix volatile et variable de la capacité, il deviendra impossible de quantifier d'éventuels abus de position dominante des acteurs.

9. La certification et les règles d'équivalence:

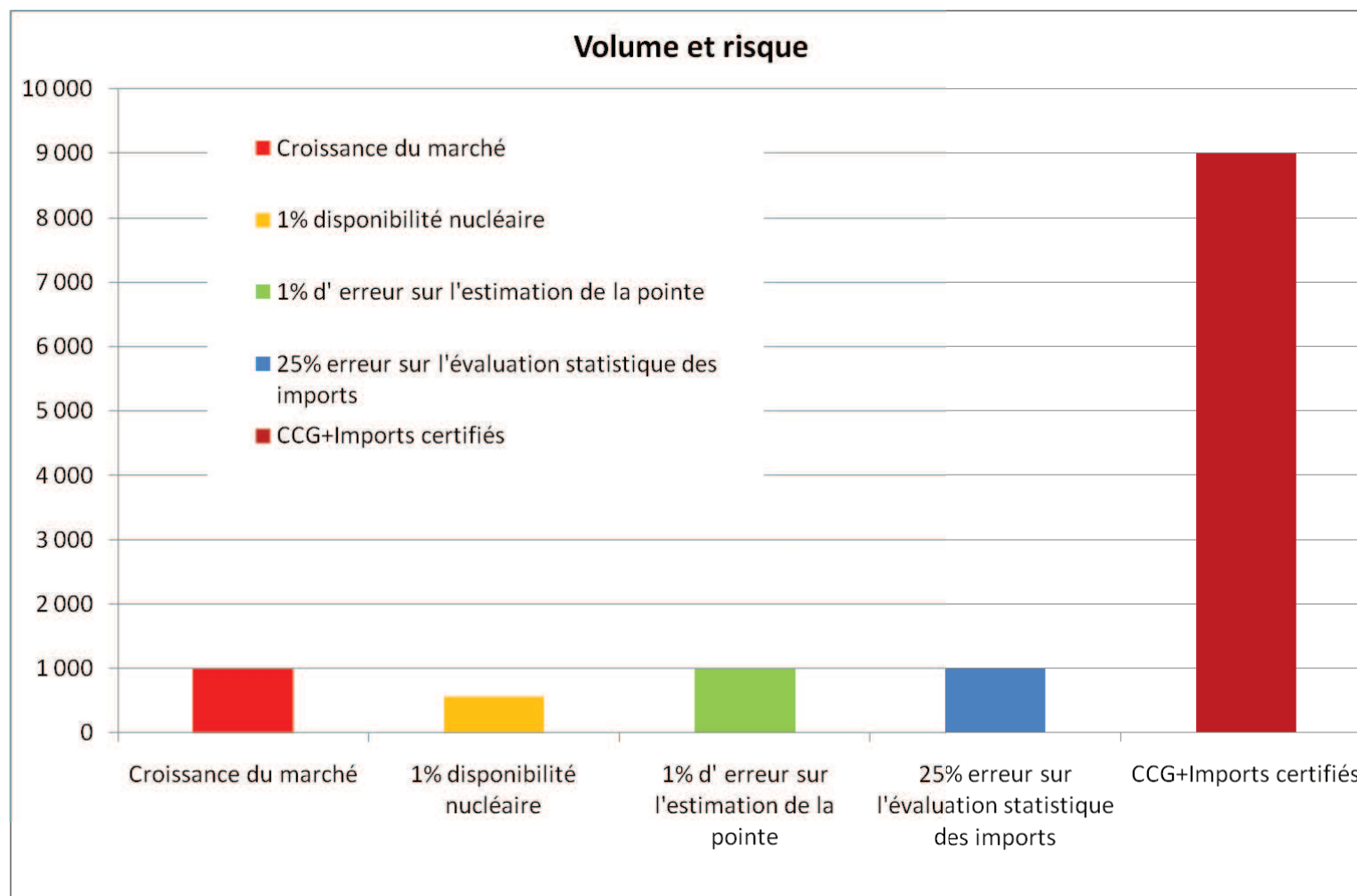
- RTE préconise que les échanges soient orientés autour d'un certificat unique, l'objectif est de conserver une liquidité aussi élevée que possible.
- Les exemples de règles d'équivalence simples décrites dans le rapport ne reflètent pas la complexité de ce processus pour des ressources techniquement complexes. Par exemple, comment qualifiera-t-on des effacements qui ne peuvent intervenir qu'en nombre limités d'occurrence, avec délais de préavis, mais dont le volume disponible dépend évidemment du prix que le système est prêt à payer pour les mettre en œuvre?
- Est-ce que le certificat unique permettrait de valoriser convenablement les effacements thermo dépendants, ressource particulièrement utile dans un système dont la thermo-sensibilité justifie à elle seule la mise en œuvre du mécanisme de capacité en France?
- On peut montrer que :
 - Les règles d'équivalence (ou de conversion des ressources en certificats ou de responsabilité des clients à la défaillance) doivent être définies à partir de toutes les caractéristiques techniques ET économiques de la composition du système électrique auquel elles prennent part, faute de quoi la garantie de respecter le critère de défaillance ne peut être obtenue.
 - L'éclatement de la contrainte nationale de fiabilité entre les fournisseurs ne permet pas de garantir que la capacité nécessaire à la rencontre du critère de fiabilité soit obtenue: cas des erreurs systématiques, mais de bonne foi, de prévision des fournisseurs, même en présence de pénalités fortes.
- Seule une enchère de type combinatoire peut prendre en compte les vraies caractéristiques des ressources dans l'apport à l'augmentation de fiabilité du système. Ce mécanisme, décrit par GDFSUEZ lors de la concertation devrait être mentionné par RTE dans le rapport comme une solution possible à ces difficultés prévisibles.

GDFSUEZ

- Se joint aux commentaires formulés par l'UFE par rapport au rapport intermédiaire de la concertation du marché de capacité.

- Souhaite rappeler les grands principes de sa position, exprimée au travers des documents délivrés lors de la concertation:
 - ✓ La mise en œuvre d'un mécanisme de capacité doit être centralisée autour de l'organisation d'une enchère combinatoire unique ;
 - ✓ L'obligation des fournisseurs doit être déterminée de manière centralisée et attribuée ex-post en fonction de la responsabilité des portefeuilles de clients dans le risque de la pointe ;
 - ✓ Les revenus des nouvelles ressources doivent être sécurisés pour une durée minimale de 5 ans ;
 - ✓ Le mécanisme de capacité proposé ne doit pas conduire à une détérioration de la concurrence en France, tant pour les tarifs régulés (pas de nouveau ciseau tarifaire) que pour les offres de marché ;
 - ✓ L'organisation proposée doit être euro-compatible en permettant des importations de capacités certifiées ;

Remplacement de la figure de la page 38 du rapport par la figure suivante:





Mécanisme de Capacité

Remarques et propositions des GRD

Les GRD sont pleinement conscients de l'importance de gérer la problématique de la pointe au travers d'un mécanisme de capacité et souhaitent activement contribuer à sa définition.

Les GRD constatent que l'équilibre offre-demande national repose d'ores et déjà et reposera de manière croissante sur des moyens de productions et des effacements de clients raccordés au RPD. La maîtrise des nouveaux usages (véhicule électrique et stockage diffus) deviendra aussi un des paramètres déterminants de la maîtrise de l'équilibre du système.

Demain, la croissance des aléas, en particulier liés à l'intermittence de certaines productions (solaire, éolien), et la multiplication des interactions des moyens locaux de production nécessiteront d'optimiser le couple « coût d'accès au réseau / garantie de capacité » pour les producteurs. En outre, la multiplication des moyens d'effacement peut mettre en risque le réseau local notamment lorsque l'appel de puissance à l'issue de l'effacement (rebond) n'est pas maîtrisé (chauffage électrique, pompe à chaleur, chauffe-eau,...).

Ainsi les GRD ont la conviction qu'il est indispensable que le mécanisme permette une gestion flexible sous contrainte d'un équilibre local qui se fasse sous la responsabilité du GRD en charge de la sécurité du réseau de distribution. En conséquence et au-delà de la préservation indispensable des leviers actuels à leur disposition (par exemple décalage HP-HC, effacements EJP et Tempo, mise en place de nouveaux moyens ou mécanismes), les GRD doivent être impliqués lors des trois temps d'un mécanisme de capacité : certification, activation et évaluation.

Les GRD considèrent que la clé du bon fonctionnement de tels mécanismes réside dans un partage optimisé des obligations des parties prenantes et des risques qui en découlent pour elles. Comme le rappelle le rapport, ces missions nécessitent de nouvelles ressources tant humaines que matérielles et devront faire l'objet d'un financement adéquat. Cela suppose également la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire clair et d'un schéma contractuel fondé sur un équilibre entre rémunération et responsabilités encourues.

Les remarques des GRD sur le projet de rapport RTE portent principalement sur le schéma contractuels et responsabilités des GRD :

1. Mieux définir le rôle des GRD dans l'activation des moyens
2. Bâtir un schéma contractuel adapté aux responsabilités des GRD
3. Préparer l'avenir en expérimentant dès à présent ces principes

Les GRD sont prêts à contribuer avec RTE à l'identification et l'évaluation des missions des gestionnaires de réseaux de distribution, à l'évaluation des risques qu'ils supporteront et à l'élaboration des conditions techniques et réglementaires préalables à la mise en place d'un marché de capacité en France.

Compte tenu des indispensables relations entre le GRD et l'exploitant/offreur de capacité, une évolution législative paraît nécessaire pour prendre en compte les missions spécifiques des GRD dans le mécanisme de capacité.

Détails des remarques des GRD sur le projet de rapport sur le mécanisme de capacité

Mieux définir le rôle des GRD dans l'activation

Le projet de rapport RTE reconnaît le rôle essentiel des GRD dans la certification et l'évaluation des capacités mais l'aspect activation pour lequel les GRD ont une responsabilité n'apparaît pas dans le projet de rapport :

p. 15 : "Bien que non cités explicitement par la loi, les gestionnaires de réseau de distribution seront notamment impliqués dans le mécanisme de capacité à trois niveaux :
. Contribution à la détermination du calcul des obligations de capacités des fournisseurs
. Suivi des périmètres des acteurs (fournisseurs, agrégateurs d'effacements)
. Certification et contrôle des capacités raccordées aux réseaux publics de distribution"

Au titre de ses responsabilités définies au Code de l'Énergie à l'article L 322-9, liées à l'équilibre des flux, à l'efficacité, la sécurité et la sûreté du réseau, les GRD doivent garder la maîtrise des appels de capacités (production ou effacement) sur le RPD même lors des appels initiés par RTE. Cela se traduit par des actions planifiées ou en temps réel d'activation ou de limitation des capacités.

Les GRD ne souhaitent donc pas que les capacités raccordées au RPD puissent être activées sans leur accord par des tiers et entendent exercer pleinement leur responsabilité afin de contribuer à une mobilisation optimale des capacités de production et d'effacement. Il s'agit bien de rechercher une coordination renforcée jusqu'au temps réel.

Bâtir un schéma contractuel adapté aux responsabilités des GRD

- concernant la certification et l'activation :

Le projet de rapport RTE cite la loi qui ne prévoit pas aujourd'hui de lien contractuel entre l'exploitant/offreur de capacités et les GRD.

P.93 : "7.3.1 La certification, un lien contractuel : La certification d'une capacité est un engagement contractuel entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport. Les conditions de contrôle de la capacité certifiée et les modalités d'application des pénalités sont prévues explicitement dans le contrat."

Au titre des missions des GRD, ceux-ci doivent être en situation d'imposer des contraintes techniques pour que la capacité soit effectivement en mesure de jouer le rôle attendu. Il faut également assurer le respect de contraintes locales telles que la Pmax en production comme en effacement et la maîtrise du rebond pour les effacements. A titre d'illustration, on observe sur les réseaux de distribution des pointes locales qui ne correspondent pas à la pointe nationale. L'activation sur des critères nationaux, de capacités d'effacements (diffus ou non) est donc susceptible d'engendrer des effets rebonds qui coïncident avec la pointe locale.

Le non respect de ces contraintes pourrait en effet avoir le même effet que la non effectivité de la capacité en provoquant un effacement du réseau local voire par propagation un effacement du réseau national.

Ces contraintes locales devront faire l'objet d'une contractualisation directe entre le GRD et l'exploitant/offreur de capacité.

Le non respect de ces contraintes par l'exploitant/offreur de capacité sera susceptible d'engager sa recherche en responsabilité et éventuellement de l'obliger à verser des pénalités au GRD. Ces dispositions ne sont pas prévues dans le projet de rapport RTE :

P. 93 à la suite : "Le processus de certification est en effet indissociable de celui de contrôle et pénalisation afin d'assurer une maîtrise de l'offre de certificats et donc pour partie de l'efficacité globale du mécanisme."

Or la pénalisation évoquée dans cette phrase semble être uniquement celle expliquée en p. 91 : *"Pénalisation sur l'effectivité de la capacité : Le mécanisme doit d'abord être protégé du risque de capacités fantômes. Les acteurs préconisent la mise en place d'un système spécifique de pénalisation très dissuasif dans ce cas... L'exploitant de la capacité aurait alors l'obligation de démontrer effectivement la réalité de son moyen pour se faire à nouveau certifier."*

En termes de mise en œuvre, ces mécanismes nécessiteront :

- des contrats entre le GRD et l'exploitant/offreur de capacité et entre le GRD et RTE
- des échanges de données dématérialisés adaptés à un traitement de masse
- une rémunération associée du GRD

A ce titre, les GRD ne peuvent qu'appuyer la nécessité de trouver un mode de financement des coûts associés à leurs nouvelles missions et en cohérence avec le schéma contractuel.

Compte tenu des indispensables relations entre le GRD et l'exploitant/offreur de capacité décrites ci-dessus, une évolution législative paraît nécessaire pour inscrire dans la loi le rôle spécifique des GRD dans le mécanisme de capacité et notamment lors des étapes de certification et d'activation.

- concernant le suivi et le contrôle des obligations des fournisseurs :

Le rapport préconise clairement la notion de responsabilité d'équilibre en puissance à l'instar du RE en énergie ce qui conduit à une pénalisation qui s'effectuerait à la maille nationale.

Les GRD sont naturellement en position de contribuer à l'estimation ex-ante et à la mesure ex-post des engagements des différentes parties prenantes.

Il sera alors nécessaire que cette contribution possible des GRD soit réalisée dans un cadre contractuel clair fondé sur un équilibre entre rémunération et responsabilités encourues.

Préparer l'avenir en expérimentant dès à présent ces principes

En fin de rapport, RTE évoque un mécanisme transitoire permettant de palier le délai de mise en œuvre du mécanisme.

P. 97 : A court terme, un dispositif transitoire pourrait être consacré à la valorisation des effacements de consommation, en accord avec les conclusions du rapport Poignant Sido et aux orientations des pouvoirs publics. La filière des effacements de consommation est actuellement dans une situation particulière qui peut rendre légitime la mise en place d'un dispositif spécifique.

De même le projet de rapport de RTE évoque le mécanisme d'ajustement comme un outil d'évaluation de l'effectivité des capacités :

P. 85 Le Mécanisme d'Ajustement permet donc de mesurer et de suivre les capacités d'injection raccordées au RPT ; s'y référer permettrait d'intégrer au mieux le mécanisme de capacité avec les

mécanismes existants. De plus, une partie des effacements de consommation sont actifs sur le MA. Les méthodes de suivi pourront donc être mutualisées en s'appuyant sur les processus existants.

Les GRD approuvent ces modes de fonctionnement et souhaitent être étroitement associés aux expérimentations pour pouvoir contribuer à y tester les principes cibles du futur mécanisme.

En particulier, les GRD rappellent que l'activation d'une capacité sans respect des contraintes locales du réseau peut impacter la sécurité, la sûreté et la gestion locale des flux et donc remettre en cause les missions confiées aux GRD à l'article L322-9 du Code de l'énergie.

A l'occasion de la concertation sur le projet de rapport sur le mécanisme de capacité, les GRD soulignent qu'il n'est pas envisageable que des appels de capacité – même lors de mécanismes transitoires – se développent sur le RPD sans qu'un contrôle de leur mise en œuvre ne soit assuré par les GRD.

**Projet de rapport sur la mise en place du mécanisme
d'obligation de capacité prévu par la loi NOME**

Commentaires POWEO
2 septembre 2011

Ce document synthétise les observations et remarques de POWEO sur le projet de rapport rédigé par RTE. Nous nous attachons dans ce document à analyser les préconisations de RTE en les confrontant à notre point de vue et aux enseignements que nous avons tirés de la concertation. Nous apportons également certains compléments et remarques quant à la restitution du débat par RTE.

*

* *

Introduction

POWEO souhaite tout d'abord souligner la qualité du rapport rédigé par RTE. La concertation a montré la complexité du problème, tant du point de vue théorique que du point de vue pratique. L'ensemble des acteurs s'est fortement investi lors de la concertation ; les échanges ont été nombreux, les débats riches, et les points de vue souvent divergents. Le travail de synthèse de RTE s'en est avéré d'autant plus délicat.

Il convient malgré tout de noter que certains aspects n'ont été abordés que superficiellement, comme par exemple la problématique du coût d'un tel dispositif, ou encore sa mise en œuvre pratique.

Sur le fond, nous sommes surpris par plusieurs préconisations de RTE. En particulier sur certains éléments structurels, où RTE recommande des solutions alors même qu'une majorité d'acteurs s'étaient prononcés favorables à d'autres choix.

Sur la forme, et bien que les recommandations de RTE ne reflètent que son opinion, cela crée un amalgame où les préconisations de RTE peuvent apparaître comme une synthèse des échanges, ce qui est parfois loin d'être le cas.

*

* *

Synthèse

Il nous semble important de rappeler tout d'abord les objectifs du mécanisme de capacité, puisque les échanges ont montré une certaine confusion à ce sujet, notamment entre objectifs et moyens, et dès lors une approche et des conclusions divergentes.

POWEO considère que les objectifs du mécanisme sont les suivants :

- Assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français à la pointe.
- Inciter les consommateurs à investir dans la maîtrise de leurs appels de puissance.
- Inciter à l'investissement dans de nouvelles capacités de production en cas de déséquilibre prévisionnel à la pointe.
- Faire porter le coût de la sécurité d'approvisionnement du système électrique à la pointe aux consommateurs, en le distribuant aux différents fournisseurs en fonction de leur portefeuille client.
- Le tout de façon la plus efficace possible pour assurer un coût optimal pour les consommateurs.

Inversement, POWEO considère que les objectifs du mécanisme ne sont pas :

- De subventionner les capacités de production et/ou d'effacement, en référence à un éventuel « argent manquant ».
- D'obliger les fournisseurs à disposer de capacité de production électrique, et donc de forcer l'intégration amont/aval des acteurs du marché français de l'électricité.

Une fois ces objectifs rappelés, les éléments principaux qui ressortent de notre analyse et que nous développons dans notre réponse s'articulent autour des points suivants :

- La mise en place d'un mécanisme où des échanges entre acheteurs et vendeurs doivent avoir lieu requiert par définition une rencontre entre l'offre et la demande. Or la présence d'un acteur dominant sur les capacités de production électrique en France crée de facto un obstacle à ce pré-requis, et ce quelle que soit la structure envisagée.
- L'objectif principal étant d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français à la pointe, et ce au bénéfice du consommateur, il convient de souligner que les coûts de ce mécanisme seront, in fine, à la charge des consommateurs.
- Un tel mécanisme nécessite transparence et liquidité pour assurer son bon fonctionnement et la pertinence du signal économique qui en résultera. Dès lors, POWEO considère qu'un mécanisme centralisé, avec une allocation ex-post des coûts aux fournisseurs sur la base de leur portefeuille client, est le mécanisme répondant le mieux à ces exigences, tout en restant en adéquation avec la loi.
- Le marché de l'énergie et le marché de la capacité n'ont pas la même finalité. Le premier répond à une exigence de dispatching des outils de production de façon économiquement optimale. Le second répond à une exigence de garantie de sécurité d'approvisionnement en puissance. Dès lors, les deux modèles de marché n'ont pas de raison d'être structurés de la même façon.
- L'autofourniture, permettant à un fournisseur de ne couvrir que ses besoins nets d'obligations de capacité, bien que séduisante en première approche, irait à l'encontre des exigences précitées.
- Les garanties financières évoquées, au-delà d'ajouter un coût pour le mécanisme, viendront par nature discriminer les acteurs, ce qui amplifiera la discrimination déjà existante sur le marché de l'énergie.
- Les mécanismes de pénalités pour les offreurs ajoutent un nouveau risque pour les opérateurs et les investisseurs, ce qui est de nature à freiner l'investissement et irait donc à l'encontre de l'objectif recherché.

POWEO constate par ailleurs qu'il existe déjà des leviers réglementaires, notamment celui du mécanisme d'appel d'offre PPI, pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, et ce à un coût maîtrisé. Tout autre mécanisme s'avèrera nécessairement plus complexe et plus coûteux pour l'ensemble des acteurs, et en premier lieu les consommateurs.

POWEO constate enfin qu'un acteur dispose d'une position dominante sur la capacité de production électrique en France, ce qui soulève de nombreuses problématiques et ce quelle que soit la structure de marché retenue. . Dès lors, POWEO s'interroge sur la pertinence de la mise en place d'un marché de la capacité dans ces conditions.

*

* *

Commentaires sur les préconisations RTE et recommandations POWEO

Par souci de facilité de lecture et de prise en compte de nos remarques, nous suivons l'architecture du projet de rapport telle que proposée par RTE.

4. Modèle de marché

4.1 Les produits échangés sur le marché et périmètre du mécanisme

Sur les produits, POWEO partage la préconisation de RTE consistant à définir un produit unique de capacité, prenant ainsi en compte l'hétérogénéité des capacités au niveau du processus de certification.

Sur le périmètre, POWEO partage la préconisation de RTE consistant à prendre en compte la totalité des capacités dans le mécanisme.

En revanche, nous ne partageons pas l'avis de RTE en ce qui concerne la valorisation indirecte des moyens de production (autrement appelée autofourniture). En effet, POWEO n'est pas favorable à ce que les acteurs puissent déduire de leurs obligations les certificats provenant de leurs capacités propres de production. Cela conduirait de facto :

- A retirer du marché l'essentiel des capacités, réduisant ainsi la liquidité et la profondeur du marché, et donc la pertinence des prix. Le signal économique issu du mécanisme en serait inévitablement altéré, ce qui ne favoriserait pas l'émergence d'un signal pour les investissements.
- A favoriser notamment l'acteur historique dont les parts de marché sur la production étant telles que celui-ci pourrait n'imputer que partiellement les coûts de la capacité à ses clients, alors que les autres fournisseurs devront acheter, et payer, ces certificats sur le marché.

Formulé de façon plus générale, l'autofourniture aboutirait à limiter les parts de marché aval (commercialisation) de chaque fournisseur aux parts de marché amont (production), ce qui va à l'encontre de toute libéralisation du marché de l'électricité.

A noter que cette problématique reste vraie quelle que soit la structure globale du marché, mais devient encore plus évidente dans le cas d'un marché à fonctionnement décentralisé puisqu'un tel marché serait plus opaque et avec des prix très volatils (cf. 4.2).

4.2 Structure globale du marché de capacité

Couverture progressive / couverture en une seule fois

POWEO considère que la quasi-totalité du besoin doit être couverte dès la première étape du mécanisme de couverture, et ce de façon à ce que tout déficit de capacité soit identifié le plus tôt possible. A défaut, le système courrait le risque de s'apercevoir trop tardivement d'un déficit de capacité, et d'avoir ainsi recours à des capacités de court-terme, ce qui résulterait en une moindre efficacité économique du dispositif.

Dimensionnement de l'obligation

POWEO partage le principe consistant à définir en transparence un critère de sécurité, et donc le mode de calcul des obligations des fournisseurs à l'avance, en année A-n. Mais ce qui n'implique en aucun cas que le dimensionnement, et par la suite la couverture, doivent être décentralisés, bien au contraire.

RTE rappelle, à juste titre, que l'objectif principal du mécanisme est la sécurité d'approvisionnement du marché électrique français (p.31), et ce tout en assurant la maîtrise de l'économie du dispositif (p.22). POWEO considère qu'un dimensionnement décentralisé viendrait mettre en péril ces deux objectifs :

- **Sécurité d'approvisionnement** : si l'on fait reposer sur les fournisseurs l'obligation d'estimer leurs propres besoins et de les couvrir, il n'y a aucune garantie que la somme des ces couvertures vienne assurer l'équilibre du système.
 - o D'une part parce qu'un tel système ne garantit en aucun cas que la somme des besoins estimés par les fournisseurs est supérieure ou égale au besoin réel.
 - o D'autre part parce que, quand bien même ce serait le cas, la politique de couverture de chaque fournisseur pourrait aboutir à une couverture inférieure au besoin (par exemple, si chaque fournisseur prévoit de ne couvrir que 90% de ses besoins estimés avant l'année A-1)

Par ailleurs, il convient de noter que les prévisions de besoins de capacité des fournisseurs dépendront de leurs perspectives de parts de marché, qui seront dépendantes du prix de la capacité. Ces besoins seront donc dynamiques, ce qui aggrave le risque mentionné ci-dessus.

- **Coût du dispositif** : le coût total d'un dispositif à dimensionnement décentralisé et fonctionnement décentralisé serait certainement supérieur à celui d'un mécanisme centralisé, la démultiplication du processus et des tâches pour chaque acteur privant la communauté des synergies qu'apporterait un mécanisme centralisé. Par ailleurs, le coût particulier d'un dimensionnement et d'un fonctionnement décentralisés pour chaque fournisseur risque d'être prohibitif, ce qui constituerait indéniablement une barrière à l'entrée sur le marché français.

Ainsi, POWEO considère qu'une prescription centralisée est la pierre angulaire du dispositif, puisque c'est elle qui garantira la sécurité d'approvisionnement, et donc que l'objectif essentiel du dispositif est atteint.

Fonctionnement du marché

POWEO ne partage pas la préconisation de RTE consistant à favoriser un fonctionnement de marché décentralisé où les fournisseurs doivent eux-mêmes, en bilatéral et/ou au travers de sessions de marché organisées, couvrir leurs propres besoins.

Au-delà du fait que la majorité des acteurs a indiqué une préférence pour un fonctionnement centralisé avec un acheteur unique et au-delà du fait qu'un mécanisme décentralisé s'avérerait extrêmement complexe, et à un coût très imprévisible pour les fournisseurs et donc les consommateurs, voire prohibitif pour le développement de la concurrence sur le marché aval, il existe plusieurs raisons de fond favorisant un fonctionnement centralisé :

- **Liquidité** : un marché décentralisé, mélange de transactions bilatérales et de sessions organisées, serait nécessairement peu liquide, ce qu'a reconnu la majorité des acteurs, or RTE note que « un mécanisme où les échanges seraient limités pourrait avoir recours à un compte public dédié, administré par une autorité publique. Cette autorité publique facturerait le prix de la capacité aux fournisseurs puis transférerait les paiements aux offreurs de capacité » (p.35).
- **Opacité** : ce manque de liquidité se traduirait nécessairement par une forte opacité et un manque de transparence pour les pouvoirs publics, les acteurs, et in fine les consommateurs.
- **Volatilité** : manque de liquidité et opacité conduiront inévitablement à une forte volatilité des prix. On peut très bien imaginer, par exemple, que deux transactions aient lieu le même jour à un prix allant du simple au double. Cette volatilité aboutira de facto à un manque de pertinence du prix issu de ce marché, voire à une absence totale de formation de prix, qui aura un effet néfaste (i) pour les offreurs, et donc les investisseurs potentiels dans des capacités de production ou d'effacement ; (ii) pour les fournisseurs, et donc les consommateurs. Or il convient de noter que la loi NOME prévoit que « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis en tenant compte [...] du coût qui inclut la garantie de capacité » (article 13). Dans un fonctionnement décentralisé, ce coût ne pourra pas être connu, dès lors comment le prendre en compte dans les tarifs réglementés ?
- **Concurrence** : il suffit d'analyser la propriété des capacités de production en France pour déduire qu'il y aura un quasi monopole du côté de l'offre, en face d'une multitude d'acheteurs. Une telle situation aboutira nécessairement à des distorsions de concurrence sur le marché de la commercialisation d'électricité en France. Une des distorsions clairement identifiée est le risque de figer les parts de marché aval (voir 4.1 ci-dessus). On peut également lister les points suivants :

- Un fournisseur qui disposerait de plus de certificats que ses besoins estimés en année A-1 pourrait s'en servir à des fins d'avantage concurrentiel, par exemple en facturant ce coût au client à un coût inférieur à sa valeur sur le marché.
 - Inversement, un fournisseur qui disposerait de moins de certificats que ses besoins estimés en année A-1 pourrait préférer perdre volontairement des clients (dégrader ses offres, réduire les incitations financières de ses forces de vente etc.) plutôt que devoir acheter des certificats. Il en résulte que certains consommateurs pourraient, en fonction des positions de chaque fournisseur et des prix de la capacité, se retrouver dans l'impossibilité de contractualiser leur approvisionnement en énergie. Il faudrait donc avoir recours à la définition d'un fournisseur d'électricité de dernier recours.
- **Impact sur le mix énergétique français** : un fonctionnement décentralisé incitera inéluctablement à un ajustement des besoins des fournisseurs sur des horizons de court terme (voir remarque ci-dessous), or ce sont précisément ces derniers GW qui ont besoin de visibilité pour être développés, assurant ainsi que les décisions qui sont prises sont les plus économiques possible. A défaut, les décisions de court terme cibleront des solutions de court terme, potentiellement moins économiques, contribuant ainsi à une surenchère des coûts, pour les acteurs, et donc les consommateurs.

Enfin, cette préconisation de RTE nous semble motivée principalement par le souhait de RTE d'être le moins impliqué possible dans le mécanisme, au détriment de critères d'efficacité, de simplicité et de moindre coût. Il convient d'ailleurs de noter qu'un fonctionnement centralisé est le modèle qui a été retenu pour un autre marché, celui de la capacité d'interconnexion aux frontières.

Pour mitiger les risques listés ci-dessus, nous préconisons une structure où le besoin de capacité électrique à la pointe est défini de façon top-down sous forme d'un besoin exprimé en MW, à l'image de ce que RTE fait déjà dans le cadre du Bilan Prévisionnel. Ce besoin est ensuite couvert, de façon progressive, par un acheteur unique, qui facture ex-post les fournisseurs en fonction de la puissance de leur portefeuille. Il convient de noter que ces deux processus sont indépendants l'un de l'autre, l'un étant « top-down », l'autre « bottom-up ».

En ce qui concerne les obligations des fournisseurs, nous proposons de les dimensionner de la façon suivante :

- Pour les profilés, sur la base d'un critère fondé sur le facteur d'usage, déformé à la pointe, de manière à assurer une cohérence entre le modèle de profilage à la température de pointe et l'obligation de capacité.
- Pour les télérelevés, sur la puissance souscrite pour la fourniture du site.

En s'affranchissant ainsi de la consommation réalisée, en puissance :

- Le mécanisme devient grandement simplifié : il suffit de connaître le périmètre d'un fournisseur pour connaître ses obligations, ce qui permet une fréquence régulière de calcul des obligations, et des écarts éventuels ; sans avoir à attendre un délai de 2 ans comme ce qui se pratique actuellement pour la consolidation des consommations réalisées (p.66). Ainsi, la fréquence de calcul et de paiement des obligations pourrait se faire mensuellement.
- Son coût pour les consommateurs devient plus prévisible et transparent.

Par ailleurs, il faut souligner que **parler de consommation réalisée, en puissance, pour un consommateur profilé n'est pas pertinent puisque les données de consommation au pas demi-horaire ne sont pas disponibles**. Certes, le futur compteur Linky devrait permettre de généraliser la télérelève pour les sites actuellement profilés (quoique non sans difficulté technique et à un coût sans doute élevé selon les premières analyses publiées à ce sujet), mais il nous semble impératif, pour les clients actuellement profilés, de parler directement de critère fondé sur le facteur d'usage déformé à la pointe.

Pour les consommateurs télérelevés, un critère basé sur la puissance souscrite créera une forte incitation à souscrire une puissance au plus proche de ses besoins, et donc une incitation à MDP.

En synthèse sur la structure globale de marché, POWEO considère qu'un fonctionnement centralisé est une condition sine qua non au bon fonctionnement de ce mécanisme. En conséquence, nous recommandons la structure suivante :

- **Dimensionnement centralisé par RTE de l'obligation de capacité**, à l'image de ce que RTE fait déjà dans le cadre du Bilan Prévisionnel, et aboutissant in fine à un besoin en MW.
- **Couverture progressive des besoins par un acheteur unique** au travers d'enchères.
- **Calcul des obligations ex-post et facturation des fournisseurs par cet acheteur unique** sur la base des caractéristiques du portefeuille de chaque fournisseur.

Remarque sur le commentaire de RTE en p. 25 (acheteur unique et adéquation loi NOME)

Il nous semble erroné d'écrire que « Si RTE jouait le rôle d'acheteur unique, la structure de responsabilité prévue par la loi ne serait donc plus respectée. L'obligation de capacité ne serait plus réellement portée par les fournisseurs, mais par le Gestionnaire du réseau de transport ». Comme nous l'avons démontré ci-dessus, une structure centralisée est nécessaire pour garantir l'atteinte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement en puissance. Il peut en effet être envisagé que l'acheteur unique soit une entité distincte de RTE, mais cette entité devra en tous les cas acheter les certificats en fonction d'un besoin défini de façon centralisée par RTE. Dans une telle structure, l'acheteur unique joue uniquement un rôle de gestionnaire du mécanisme, d'un point de vue opérationnel, et d'un point de vue financier, d'intermédiaire entre les offreurs de capacités et les porteurs d'obligations. Les obligations de capacités restent clairement portées par les fournisseurs. En d'autres termes, une structure centralisée reste en adéquation avec la loi.

Remarque sur le commentaire de RTE en p. 27 (comportement attentiste des acteurs)

Il nous semble erroné d'écrire que « l'absence de connaissance par les fournisseurs de leur montant d'obligation va mécaniquement les conduire à limiter les volumes déclarés en autofourniture afin d'avoir l'assurance de valoriser la totalité de leurs capacités ». La majorité des acteurs s'accorde à dire qu'il se produira précisément l'inverse : toute société disposant de capacité de production aura tendance à maximiser les volumes déclarés en autofourniture, et ce pour la bonne et simple raison que, par manque de visibilité, la politique de risque la plus prudente sera de ne pas vendre ses capacités propres à l'avance, pour éviter de courir le risque de devoir les racheter à court terme. Cette erreur de raisonnement fondamentale de la part de RTE se retrouve plus loin (p.29 « un comportement attentiste [...] il semble peu probable d'observer ce type de comportement »). En effet, par manque de visibilité, et symétriquement à ce qui a été écrit précédemment, la politique de risque la plus prudente sera de ne pas sur-couvrir ses besoins de capacité (ou de sous couvrir volontairement ses besoins estimés, ce qui revient au même), et de conserver une marge d'ajustement (5, voire 10 ou 20%) sur le court terme. Or comme écrit précédemment, ce sont précisément ces derniers GW qui ont besoin de visibilité pour être développés.

Les arguments avancés par RTE sont également erronés (p.29 « comportement qui ne correspondrait pas à celui observé sur les marchés de l'énergie en termes de gestion de risques ») : autant il est vrai d'écrire que les acteurs n'attendent pas les marchés spot J-1 pour effectuer la totalité de leurs transactions, autant il est erroné d'en conclure que cela signifie que les acteurs couvrent 100% de leurs besoins sans attendre le court terme.

Enfin, les solutions préconisées par RTE (p.29 « la mise en place de dispositifs visant à éviter ce phénomène peut être nécessaire » et p.30 « Il serait cependant possible d'ajouter des vérifications régulières du niveau de couverture de chacun ») ne fonctionneraient pas, toujours pour les mêmes raisons citées précédemment : ce sont précisément ces derniers GW qui ont besoin de visibilité pour être développés.

4.3 Dimension Européenne du dispositif et traitement des interconnexions

POWEO approuve la préconisation de RTE consistant à prendre en compte l'apport des interconnexions en réduisant le niveau de l'obligation de capacité. Cet apport devra être le résultat d'une méthodologie approuvée par les pouvoirs publics et le régulateur, ayant notamment recours à des études sur l'historique, tout en prenant en compte des aspects prospectifs.

5. L'obligation de capacité

5.1 Principes de dimensionnement de l'obligation de capacité

POWEO partage la préconisation de RTE concernant le processus général de définition de la prescription de capacité, tel que décrite p.59/60, pour une vision centralisée.

Remarque typographique

Le graphique en p.60 fait référence au calcul de la prescription, et non de l'obligation. En conséquence, son titre devrait être « Processus général de définition de la prescription de capacité ».

5.2 Répartition de l'obligation de capacité entre fournisseurs

Comme indiqué au 4.2, POWEO est favorable à la définition en transparence d'un critère d'obligation fondé sur le facteur d'usage déformé à la pointe pour les profilés, et la puissance souscrite pour les télérelevés. Ensuite, les obligations de chaque fournisseur sont calculées sur la base de ces critères (et non des consommations réalisées en puissance), et les couvertures sont réalisées de façon centralisée par un acheteur unique.

5.4 Règlements financiers et barème de sanction

Sur le sujet des pénalités, POWEO favorisant un fonctionnement centralisé, il n'y a pas par construction d'écarts entre obligation et capacité attribuée, comme le note RTE (p.66).

Remarque sur les garanties bancaires et le risque de crédit

Les garanties bancaires créent par construction une distorsion entre acteurs : certains y seront soumis, d'autres non, en fonction de la solidité financière de chacun, telle qu'estimée par le gestionnaire du mécanisme. Pour ceux qui y seront soumis, cela s'ajoutera à leur structure de coûts, et donc nuira à leur compétitivité par rapport aux autres acteurs.

Dans le mécanisme centralisé tel que nous le proposons, une facturation mensuelle des fournisseurs par l'acheteur unique permet de réduire significativement les risques de contrepartie. Par ailleurs, si cela s'avérait nécessaire, une demande de garantie bancaire pourrait être envisagée, couvrant par exemple 2 mois de facturation d'obligations, ce qui éliminerait tout risque pour l'acheteur unique.

6. Les garanties de capacités

6.1 Les capacités éligibles au mécanisme

POWEO partage la préconisation de RTE concernant les capacités éligibles au mécanisme, tel que décrit p.70.

Remarque concernant les contrats d'obligation d'achat et l'ARENH

Les moyens de production sous obligation d'achat doivent participer au système mais ne doivent pas être rémunérés pour leur participation, contrairement aux autres. En effet, l'obligation d'achat couvre déjà l'intégralité de leurs coûts, il ne faut donc pas créer de rémunération induue. Les certificats correspondants doivent en conséquence revenir à l'acheteur de cette production, qui aura ensuite l'obligation de les offrir à l'acheteur unique du mécanisme, comme toute capacité certifiée. Le gain généré par cette vente devra ensuite venir en déduction des montants compensés par la CSPE, ce qui permettra au consommateur final de bénéficier financièrement de la contribution à la pointe des actifs sous obligation d'achat.

L'ARENH pour sa part, inclut la garantie de capacité correspondante, comme le prévoit la loi. Ainsi, les bénéficiaires de l'ARENH détiennent les certificats correspondants à leurs droits, et ont l'obligation de les offrir à l'acheteur unique du mécanisme, comme toute capacité certifiée. Le fournisseur étant lui-même redevable du coût de l'obligation de capacité sur l'ensemble de son portefeuille de client, cela ne générera pas de double rémunération.

Remarque concernant les consommateurs profilés

Pour les profilés, tant que les données de consommation au pas demi-horaire ne sont pas disponibles, le calcul de l'appel de puissance sera fait sur la base d'une estimation et non d'une consommation en puissance réelle (cf. 4.2). Dès lors, écrire que « dans le cas d'un modèle de marché décentralisé, la valeur d'une réduction de l'obligation des fournisseurs est par construction identique à celle qu'obtiendraient ces moyens en passant par le processus de certification » (p. 69) est erroné puisque le fournisseur de ce client verra ses obligations réduites sur la base de l'estimation mentionnée ci-dessus.

En d'autres termes, qu'un client profilé surconsomme ou sous-consomme en puissance à la pointe n'aura aucun impact (à consommation d'énergie équivalente sur une période donnée) sur les obligations de son fournisseur, et ce que le fonctionnement de marché soit centralisé ou décentralisé.

Or les actions de MDE concernent principalement les consommateurs profilés (les consommateurs télérelevés pouvant mettre en place directement des effacements, si nécessaire après agrégat). **Dès lors, utiliser l'argument de la dilution des actions de MDE en faveur d'un fonctionnement décentralisé est abusif.** Par ailleurs, il convient de noter qu'un des objectifs du mécanisme de capacité est la maîtrise de la demande à la pointe (MDP) et non la maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Enfin, il convient de noter que le phénomène de dilution s'applique de façon uniforme, puisque tous les fournisseurs verront leur obligation ajustée d'un facteur égal à (Prescription globale en A-n) / (Puissance totale appelée en France).

6.4 Processus de certification

POWEO partage globalement la préconisation de RTE concernant le processus général de certification, tel que décrit p.75/76. Il convient de noter en revanche que, bien que le processus de certification peut être continu, dans la structure que nous préconisons, les capacités certifiées et non encore retenue pour l'année n, ont l'obligation de participer aux enchères ultérieures pour cette même échéance.

6.5 Traitement des nouvelles capacités

Remarque sur les garanties bancaires

La remarque mentionnée au 5.4 s'applique également côté offereur : une demande de garantie bancaire lors de la phase de certification d'un projet de production ou d'effacement créera une distorsion entre porteurs de projets, qui pourra nuire au développement de ces capacités.

Pour ce qui est des capacités existantes, nous estimons qu'il n'y a aucune raison légitime de demander une garantie bancaire. En effet, que l'opérateur d'une capacité fasse faillite ou non, cette capacité existe et continuera à être dispatchée, si ce n'est par l'opérateur, par l'administrateur de la société en faillite.

6.7 Certification des effacements de consommation

POWEO partage la préconisation de RTE consistant à ne pas prendre en compte les externalités positives des capacités dans la certification, tel que décrit en p.85, que ce soit pour des capacités de production ou bien d'effacement.

7. La gestion de l'équilibre physique entre la consommation et la production

7.1 Modalités de contrôle des capacités certifiées

POWEO partage les préconisations de RTE sur les modalités de contrôle des capacités certifiées, telles que décrites en p.90/91.

Pour les capacités ne pouvant pas participer au mécanisme d'ajustement, et ce même après agrégation, le contrôle devra être effectué a posteriori et en moyenne en fonction de l'énergie produite sur la période des engagements.

Pour les effacements ne pouvant pas être présents sur le mécanisme d'ajustement, un mécanisme de contrôle spécifique devra être mis en place.

7.2 Règles de détermination des pénalités associées

Remarque sur les types de pénalités pour les offreurs

Il convient de distinguer qu'il existe plusieurs types d'indisponibilité aboutissant à un écart entre engagement et disponibilité réelle, qui méritent d'être différenciés en termes de sanction. En effet, **il ne nous semble pas pertinent, voire dangereux, de traiter toute indisponibilité de la même façon**, c'est-à-dire en appliquant une sanction systématique et sans discernement, tel que le préconise RTE (p.76). Toute pénalité qui s'appliquerait systématiquement serait de nature à mettre un frein aux investissements, ce qui irait à l'encontre de l'objectif recherché de sécurité d'approvisionnement.

Les cas à distinguer sont les suivants :

- Indisponibilité déclarée (selon la procédure en vigueur pour le MA) : l'opérateur de la capacité se verrait retirer tout ou partie de son certificat, en fonction de l'écart par rapport à ses engagements, ce qui créerait un manque en gagnant additionnel, en plus du manque à gagner sur l'énergie non produite.
- Indisponibilité non déclarée (idem ci-dessus) : dans ce cas, il est envisageable de facturer une pénalité, en plus de la perte du certificat comme c'est le cas aujourd'hui en cas de non participation au MA.

Il convient de noter que côté offreur, le système est exposé à deux risques distincts :

- Non développement de la capacité, dans le cas de nouvelle capacité : ce risque peut être mitigé par un contrôle strict avant certification (par exemple après FID dans le cas d'une nouvelle capacité de production) et un suivi strict de la part du régulateur en cours de projet.
- Non disponibilité de la capacité : ce risque ne mettrait pas en danger la sécurité d'approvisionnement puisque le dimensionnement du besoin électrique à la pointe prend en compte un certain aléa de disponibilité.

7.3 Engagements des offreurs de capacité

POWEO partage globalement les préconisations de RTE sur les engagements des offreurs de capacité, telles que décrites en p.95/96, à une incohérence près : RTE préconise de (p.95) « de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver, qui pourrait par exemple débiter le 1er septembre et s'achever au 31 août de l'année suivante », mais par la suite préconise (p.96) « de retenir comme période d'engagements pour les offreurs de capacité les heures de plus fortes consommations d'une période annuelle centrée sur l'hiver (le nombre d'heures concernées pourrait être de l'ordre de 200h) ». Il est évident que l'un est incompatible avec l'autre : l'engagement de disponibilité ex-ante et la vérification ex-post doivent porter sur la même période.

*

* *



Rapport provisoire au Ministre chargé de l'Industrie,
de l'Énergie et de l'Économie numérique
sur la mise en place du
Mécanisme d'obligation de capacité
prévu par la loi NOME

Remarques et propositions des producteurs et fournisseurs de l'UFE

Les producteurs et fournisseurs de l'UFE détaillent ci-dessous les principales réactions et propositions suite à la publication du projet de rapport de RTE sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME.

Contrairement à ce que laisse entendre le rapport, l'architecture de marché proposée par RTE n'est pas le seul modèle en adéquation avec la loi NOME. En effet, une approche où la prescription et la couverture des besoins seraient clairement centralisées, comme l'a proposé la quasi-unanimité des acteurs ayant participé à la concertation CURTE, serait également en adéquation avec les objectifs de la loi. Et ce dispositif plus centralisé est le seul à même de répondre effectivement aux objectifs recherchés de garantie de la sécurité d'alimentation du système et d'envoi de signaux économiques pertinents vers les acteurs.

L'architecture du dispositif préconisé par RTE est fondée sur une approche décentralisée reposant sur les fournisseurs, qui globalement présente plusieurs inconvénients, listés ci-après. Si ce choix était maintenu, il conviendrait d'apporter des réponses à ces problématiques dans le cadre d'une concertation appropriée.

Sécurité d'approvisionnement

- ☞ Les fournisseurs ne sont pas confiants dans l'efficacité de la démarche « bottom / up » proposée par RTE. Ils estiment en effet que la simple addition des engagements (prévisions de consommation) des fournisseurs ne pourra pas garantir effectivement la sécurité globale du système électrique français et le respect du critère retenu par les pouvoirs publics.
- ☞ Il apparaît indispensable que le dispositif repose sur une prescription nationale représentative *ex ante* du besoin de puissance du système électrique et que RTE vérifie avec suffisamment d'anticipation la cohérence entre le volume des certificats et cette prescription. Une organisation centralisée via un dispositif d'enchère principale prenant corps 4 ans à l'avance permettrait de s'assurer de la couverture des besoins avant l'échéance.

Signal économique

- ☞ La formation du prix résulterait, si le modèle préconisé par RTE était mis en œuvre, d'un échange d'ajustement probablement de court terme (< un an) de la capacité, ne donnant pas un signal transparent, stable et pertinent, d'autant que le marché sera peu profond et peu liquide.
- ☞ Plusieurs conséquences sont prévisibles :
 - ☞ La difficulté d'orienter économiquement et avec suffisamment d'anticipation de nouveaux programmes d'investissements, notamment dans la production, mais également dans la maîtrise de la demande à la pointe et les effacements, cette absence d'anticipation induisant des risques de défaillance du système. Le risque apparaît que l'objectif principal du législateur, qui est d'inciter aux investissements nécessaires à la sécurité du système électrique, ne soit pas atteint.
 - ☞ Le système proposé par RTE implique de certifier des capacités jusqu'à l'échéance considérée. Cela peut être vu comme une souplesse intéressante, mais conduira de fait à désoptimiser le système en ne permettant pas de faire suffisamment tôt les bons choix. Ainsi, le système proposé ne garantit pas d'atteindre l'objectif au moindre coût pour le client final. Les solutions de court-terme risquent d'être privilégiées, pour un coût plus élevé pour le client. Il convient de pouvoir arbitrer éco-

nomiquement entre les différents leviers (production, effacement) susceptibles d'assurer la sécurité d'alimentation du système. A cet effet, il faut pouvoir comparer ce qui peut être mis en œuvre avec un même degré d'anticipation (au moins 4 ans, en deçà les nouveaux projets de production ne peuvent être développés).

- ☞ L'impossibilité d'envoyer au client final un signal pertinent et lisible du prix de la capacité risque également de fragiliser les actions de maîtrise de la demande à la pointe et le développement des effacements. En l'absence d'un signal prix lisible et pédagogique répercuté au client, les coûts des actions de maîtrise de la demande à la pointe risquent d'être supportés seulement par les fournisseurs, ce qui en limitera d'autant la portée. Cet écueil est consubstantiel au modèle proposé par RTE et ne permet pas de faire passer un signal économique de la capacité cohérent avec les politiques de maîtrise de la demande et intégré dans les offres aux clients.

Marché de capacité et Concurrence

- ☞ Il est à noter que le modèle proposé par RTE a été abandonné sur la côte Est américaine en raison des problèmes de liquidité et de transparence rencontrés. Il n'y est plus appliqué. Sur la côte Ouest, le marché décentralisé californien ne peut également servir de référence, car les règles de concurrence sur le marché aval ne sont pas stabilisées et le marché rencontre de réels problèmes de transparence et de coûts de transaction élevés pour les petits acteurs.
- ☞ L'organisation préconisée risque d'accroître la rigidité du marché de la fourniture et de rendre difficile l'ajustement des besoins de capacité à l'évolution des parts de marché des différents fournisseurs, notamment ceux ayant peu de ressources en propres.
- ☞ En effet, les acteurs ne prendront pas le risque de mettre sur le marché leurs propres capacités de production avant de connaître leurs besoins comme fournisseurs. Les échanges se feront au dernier moment, à des prix non transparents, avec un risque important pour les acteurs courts en capacité. Les acteurs vendront leurs capacités excédentaires au dernier moment à un prix beaucoup plus volatil, ce qui diminuera la liquidité, déjà pressentie comme faible du marché.
- ☞ En outre, les barrières à l'entrée seront conséquentes pour les petits acteurs puisqu'il y aura une forte asymétrie, tant pour les petits producteurs que les petits fournisseurs, en matière de coûts de transaction et de garanties bancaires. Les acteurs les plus importants, notamment les acteurs intégrés production/commercialisation, auront des moyens plus conséquents, notamment des moyens humains, pour prévoir leurs besoins de certificats.
- ☞ En tout état de cause, il serait indispensable de déterminer quelle organisation pratique et formalisée de marché permettra d'assurer la plus grande transparence et la meilleure liquidité. Or, ce point n'est pas abordé dans le projet de rapport.

Symétrie Effacement – Capacité de production

- ☞ Pour les opérateurs, il est légitime qu'il y ait symétrie de traitement économique entre effacement à la pointe et capacité de production. Le modèle préconisé par RTE, qui favorise le court-terme, ne permet pas, d'un point de vue temporel, un arbitrage efficace entre ces deux possibilités et un traitement symétrique de celles-ci.

- ☞ La question de la mesure des effacements de consommation à la pointe n'est également pas abordée en détail par RTE dans son projet de rapport. C'est là une question importante qu'il faudra instruire. De manière plus générale, on ne peut vouloir responsabiliser les fournisseurs sans régler la problématique de la mesure de la consommation à la pointe et des effacements et donc sans leur donner la possibilité d'agir sur le paramètre de consommation qui sera retenu pour dimensionner leurs obligations, dans le cadre de la responsabilité de capacité.
- ☞ Compte tenu des interactions entre la valorisation des effacements sur le mécanisme de capacité et leur utilisation pour diminuer les obligations des fournisseurs, les producteurs et fournisseurs de l'UFE estiment dès lors indispensable que l'offre d'effacements à la pointe sur le marché de capacité s'inscrive dans le cadre d'une contractualisation avec les fournisseurs responsables de capacité.
- ☞ Par ailleurs, dès lors que l'on a traité la problématique de la mesure, une approche « centralisée » nous semble alors tout à fait adaptée à prendre en compte les effacements et les efforts de maîtrise de la demande à la pointe.

Articulation marché de l'énergie / marché de capacité

- ☞ Le marché de capacité français ne doit pas déstabiliser le marché de l'énergie, dont l'équilibre actuel est supranational. De manière générale, le choix doit être compatible avec le développement d'un marché à la maille européenne.
- ☞ Un marché centralisé de la capacité est tout à fait compatible avec l'organisation actuelle du marché de l'énergie d'autant plus que la sécurité du système est un bien public national alors qu'*a contrario* l'énergie est un bien privé.
- ☞ Un marché de capacité décentralisé se clôturant près du temps réel risque de rendre plus volatil le marché de l'énergie, alors qu'il y aurait moins d'interférences directes si le marché de capacité se construisait sur un modèle centralisé 4 ans avant l'échéance du temps réel.

Certification, Disponibilités, Pénalités

- ☞ La certification de moyens différents nécessitera de créer des règles d'équivalence pour la détermination d'un produit unique de capacité, avec de nécessaires approximations. Un modèle basé sur une enchère centralisée permettrait de tenir compte plus facilement et plus précisément des caractéristiques et de l'apport de fiabilité des différentes capacités.
- ☞ L'engagement de disponibilité doit se faire *ex ante* sur une période connue à l'avance et limitée sur quelques mois, à titre d'exemple les trois mois d'hiver. La vérification de la disponibilité effective des capacités certifiées doit se faire de façon cohérente sur les mêmes bases et non *ex post* sur les 200 heures constatées les plus chargées de l'année.
- ☞ Les pénalités en cas (i) de non disponibilité des moyens certifiés et (ii) de non couverture des obligations de capacité doivent être incitatives mais progressives et libératoires. Il faudra éviter les doubles peines et donc ne pas prévoir de répercussion complémentaire vers les acteurs en cas de défaillance du système.

Pour les raisons évoquées, une approche plus centralisée, où le besoin du système France serait clairement défini à l'avance et où l'on s'assurerait de sa bonne couverture, paraît plus efficiente que le dispositif préconisé par RTE. Ce dispositif aurait également l'avantage d'envoyer un signal lisible sur le prix de la capacité à l'ensemble des fournisseurs et d'éviter aux petits acteurs, de supporter des coûts de transaction trop importants.

Comme le prévoit la loi NOME, il est important que la valorisation de la capacité révélée par le dispositif retenu soit répercutée au client final, que ce soit dans les tarifs réglementés ou dans les offres de prix libres, afin de l'inciter à maîtriser ses appels de puissance lors des pointes. Le dispositif préconisé par RTE ne garantit pas d'atteindre les objectifs au moindre coût pour le client final.

PROJET DE RAPPORT DE RTE SUR LA MISE EN PLACE DU MECANISME D'OBLIGATION DE CAPACITE PREVU PAR LA LOI NOME

REMARQUES DE L'UNIDEN

Projet de rapport au Ministre

L'UNIDEN tient à remercier RTE pour la qualité de la consultation menée en un temps extrêmement court ainsi que pour la qualité du projet de rapport de synthèse publié sur le site du CURTE. L'UNIDEN souhaite néanmoins insister sur les positions défendues au cours de la consultation et qui ne ressortent pas dans les conclusions du rapport :

1. Assiette financière / Capacités à rémunérer

- ❖ L'UNIDEN réitère son opposition à l'éligibilité à une rémunération de toutes les capacités, qui constituerait un effet d'aubaine pour les producteurs d'électricité possédant des centrales électriques ne faisant pas l'objet de « *missing money* ».
 - ❖ Le système décentralisé proposé permet de réduire la surface financière des échanges (opérateurs intégrés) mais ne distingue pas les capacités faisant l'objet de « *missing money* » de celles n'ayant pas de problème de financement sur le marché « *energy only* ». Ne pas introduire cette distinction conduira à un effet d'aubaine injustifié aux dépens des consommateurs. En effet dans le schéma proposé, tout fournisseur court en capacité ou non intégré, possédant des capacités ne transitant pas par ce marché, devra faire contribuer ses clients pour toutes ses capacités hors ARENH au prix marginal du marché de capacité. Les autres fournisseurs intégrés et longs en capacité s'aligneront sur ce « *pricing* ».
- A l'instar du marché « *energy only* » (fixing Powernext au prix marginal) l'effet d'aubaine sera alors considérable et injustifié.
- ❖ L'UNIDEN insiste donc sur le fait que le marché de capacité doit rester une solution à l'investissement dans les capacités de pointe (cf. le rapport Poignant-Sido) et ne doit donc pas constituer une manne financière pour les opérateurs de centrales se rémunérant correctement, voire très largement, sur le marché « *energy only* ».
 - ❖ L'UNIDEN tient ainsi à rappeler que c'est bien ce constat qui a conduit les régulateurs des pays ayant instauré un mécanisme de capacité à corriger ex-post le dispositif (non éligibilité, rétrocession de marges...).
 - ❖ C'est aussi pour cela qu'EDF, lors de la consultation, a proposé d'exclure du mécanisme le nucléaire historique et les obligations d'achat.
 - ❖ Si l'UNIDEN est consciente que pour la sûreté du système électrique français toutes les capacités de production doivent pouvoir donner des garanties de production en période de forte demande, elle rappelle que c'est bien actuellement le cas pour les centrales existantes ne faisant pas l'objet d'un « *missing money* » sans qu'aucun complément de rémunération ne soit nécessaire.
 - ❖ Si le marché de capacité devait conduire à un effet d'aubaine ce sont bien tous les consommateurs français qui seraient impactés négativement, en particulier tout le secteur industriel français qui verrait sa compétitivité, qu'elle soit intra ou extra-européenne, fortement dégradée.

2. Consommation de base / consommation de pointe

- ❖ L'UNIDEN rappelle également que le problème à résoudre étant uniquement lié à la pointe de consommation, la consommation de base doit être exclue du paiement de la rémunération de capacité.
- ❖ En effet, comment mettre en place les bons comportements chez les consommateurs si le surcoût lié à la pointe venait à être dilué dans la totalité de la consommation ?
- ❖ Il est également bon de rappeler que l'échéance prévue pour le marché de capacité est 2015 alors même que 2016 est une date clé pour le dispositif de l'ARENH puisqu'à cette date le volume global maximal d'ARENH de 100 TWh sera très largement atteint. En effet, plus de 60 TWh d'ARENH ont été alloués pour la première période de livraison en 2011, il est donc très vraisemblable qu'à partir de 2016 les consommateurs industriels aient à se fournir sur le marché pour une très large part de leur consommation : si la loi NOME atteint ses objectifs de développement de la concurrence cette part sera très certainement supérieure à 50%. Il serait donc faux de penser que du fait de l'ARENH, les consommateurs industriels ne seraient pas impactés par le marché de capacité.
- ❖ Il est par conséquent essentiel de différencier consommation de base et de pointe.

3. Effacements : période transitoire

- ❖ RTE indique p.97 de son projet de rapport qu'un « dispositif transitoire pourrait être consacré à la valorisation des effacements de consommation ».
- ❖ Ce dispositif, prévu à l'article 7 de la loi NOME, est essentiel pour permettre l'émergence des effacements en France. En effet les effacements, dont les externalités positives sont nombreuses, constituent notamment la meilleure solution de traitement de l'ultra-pointe.
- ❖ Cependant ce dispositif transitoire n'a que de manière très sommaire été évoqué lors de la consultation menée par RTE. Si la solution soumise par RTE à la CRE cet automne devait être du type Appel d'Offres aux Clients Industriels, elle ne pourrait répondre que de manière très partielle au besoin de maîtrise de la pointe, envisagé à moyen terme dans le mécanisme de capacité. En effet, après un retour d'expérience de trois ans, l'UNIDEN constate que cet outil n'a pu permettre de mobiliser la capacité d'effacement qu'on serait en droit d'attendre, le MA ne pouvant être le bon véhicule pour valoriser les effacements.
- ❖ En effet, après un retour d'expérience de trois ans, l'UNIDEN constate que cet outil n'a pu permettre de mobiliser la capacité d'effacement qu'on serait en droit d'attendre, le MA, qui reste essentiellement un outil de gestion du très court terme et en temps réel, ne pouvant être le seul véhicule pour valoriser le potentiel des effacements de consommation.
- ❖ En effet, le MA a pour objectif principal de faire face aux aléas ponctuels de l'équilibre offre-demande sur le système électrique. Or, comme cela a pu être présenté durant le GT pointe en 2010, il n'y a pas de lien indiscutable entre les aléas observés sur le MA et la problématique de la pointe de consommation saisonnière, qui se trouve être en amont du MA, et à laquelle le mécanisme de capacité doit répondre.

Rapport de synthèse

- ❖ A la p.5 de cette synthèse RTE évoque la possibilité de mettre en place "l'obligation pour les fournisseurs d'être couverts sur la base de leur portefeuille actuel 2 ans avant l'échéance". Cette mesure apparaîtrait comme une forte barrière à l'entrée ou au développement des nouveaux entrants dont la visibilité à 2 ans du portefeuille de clients est généralement très réduite.
- ❖ De plus, à la connaissance de l'UNIDEN, cette proposition n'a jamais été évoquée durant la consultation. Elle n'est d'ailleurs pas mentionnée dans le rapport lui-même.
- ❖ L'UNIDEN propose ainsi de supprimer cette proposition.

2 septembre 2011

Mécanisme de capacité
Contribution à la consultation sur le projet de
Rapport de RTE au Ministre

Voltalis souhaite d'abord saluer le travail mené par RTE, tant la concertation menée au printemps que la qualité du projet de rapport présenté. En écho aux recommandations formulées de façon synthétique au chapitre 9, Voltalis soumet les remarques suivantes.

1. Prévenir le défaut d'un fournisseur

Le système proposé par RTE s'inscrit logiquement dans la suite du dispositif de responsable d'équilibre (RE) en énergie. La comparaison conduit à le préciser sur deux points.

Le RE est chargé d'assurer l'équilibre en énergie, et agit pour cela jusqu'au moment où RTE prend la main sur les actions physiques, le RE n'étant plus responsable que financièrement.

S'agissant de la capacité, il faut aussi prévoir un « jalon temporel intermédiaire », pour reprendre le terme de RTE, car il faudra s'assurer par avance que les fournisseurs ont bien pris les dispositions pour que les capacités soient en place le moment venu.

La loi l'a prévu explicitement, précisant que « *Les garanties de capacités dont doivent justifier les fournisseurs (...) sont requises avec une anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production ou d'effacement nécessaires pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles* ».

A cet égard l'anticipation de « 2 ans » que suggère RTE est sans doute trop courte, aussi bien pour laisser le temps aux acteurs de marché, que pour permettre, en cas de défaut de leur part, une éventuelle réaction des autorités pour éviter à la collectivité une défaillance à la pointe.

Il faut de plus souligner le mot « *prévisionnelles* » utilisé par la loi : les capacités sont requises d'avance sur la base d'estimations de l'offre et de la demande. Ainsi, le réalisé n'intervient pas directement dans l'exigence des garanties de capacité. Puisque RTE suggère de s'y référer, notamment afin d'inciter aux actions de réduction de la demande, cela ne peut être que dans le calcul de l'estimation pour les années ultérieures, et éventuellement dans le calcul de la pénalité due par le fournisseur disposant de garanties de capacités insuffisantes.

Enfin, pour prévenir le cas d'un fournisseur fragile qui n'aurait pas mobilisé les capacités nécessaires (requérant l'action d'une autorité pour y pallier) et qui se trouverait in fine redevable de pénalités, il convient d'exiger des fournisseurs des garanties financières adaptées.

2. Sur le plan technique, les caractéristiques évaluées du côté des offreurs de capacité doivent être le miroir des obligations de capacité faites aux fournisseurs

RTE suggère, selon le consensus, de cibler le lancement du mécanisme de capacité sur la couverture de la pointe qui, en France, est fortement thermo-sensible. RTE propose donc de définir l'obligation par référence au niveau de consommation qui pourrait être atteint à la pointe lors d'une période de froid caractérisée par une température de référence.

Symétriquement, les capacités doivent être évaluées tant en ce qui concerne leur niveau, que leur disponibilité et leur caractère effectif, lors de ces mêmes extrêmes pointes.

Dans les deux cas, l'évaluation devra combiner des calculs (de gradient thermique notamment) et des observations réalisées, sinon lors de telles pointes qui pourraient ne pas se produire, du moins lors de situations les plus proches, par exemple lors des 30 ou 50 heures les plus froides.

Pour la même raison, c'est-à-dire que la situation de pointe de référence pourrait ne pas se produire l'année considérée, et parce qu'il n'est pas possible de savoir quelles sont les 30 ou 50 heures les plus froides de l'hiver avant que celui-ci soit bien avancé, il conviendra de fonder le contrôle du caractère effectif des capacités sur un faisceau d'indices, parmi lesquels figureraient de façon non exclusive l'utilisation des capacités durant ces 30 ou 50 heures (et non 200) ou leur offre sur le MA à ces moments, ou d'autres éléments permettant d'étayer ce caractère effectif, et dans tous les cas en prenant en compte un gradient thermique.

En outre, RTE pourrait être le responsable d'un signal EP (extrême pointe) par lequel il signifierait aux opérateurs (fournisseurs et détenteurs de capacité), au fur et à mesure au cours de l'hiver, et dans chaque cas avec un préavis de quelques jours tel que le permettent les prévisions météorologiques, les périodes que RTE considère comme représentatives de l'extrême pointe et donc qui serviront de base à RTE pour l'évaluation de l'obligation des fournisseurs d'un côté ; et de l'autre pour l'appréciation du caractère effectif des capacités, donc lors desquels les détenteurs de capacités certifiées seraient invités à présenter des offres ou plus généralement des éléments attestant de la disponibilité effective de ces capacités.

3. Capacités d'effacement : une mission supplémentaire et transitoire pour RTE

Comme le précise le rapport fort à propos, « *RTE recommande, conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi NOME, la mise en œuvre de dispositions transitoires ciblées sur les effacements pour développer suffisamment cette filière et lui permettre de participer pleinement au mécanisme de capacité.* »

En application de cette recommandation, il convient que RTE lui-même veille à ce que l'appel d'offres qu'il prépare à cette fin vise effectivement le développement de cette filière, « pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles », comme le précise la loi. Il s'agit bien d'une mission supplémentaire donnée à RTE, que ne saurait limiter un seuil d'intérêt économique déterminé selon le simple fonctionnement habituel du mécanisme d'ajustement.

4. Rôle des GRD : une formulation partielle à rectifier

Le projet de rapport contient une transcription partielle et partielle de l'interaction souhaitable avec les GRD notamment en matière d'effacement diffus. Le recours à l'effacement diffus doit en effet devenir un moyen à la disposition des GRD pour contribuer à l'équilibre local. Les discussions ont montré un consensus pour que soient rapidement engagés des travaux sur la mise en place de telles relations techniques et sur le cadre réglementaire qui serait nécessaire. Par ailleurs, le suivi de la réalisation des effacements diffus, et leur contrôle, doivent être réalisés à un coût minimal pour la collectivité. Il faut en particulier éviter d'alourdir les missions – donc les coûts – des GRD de responsabilités dans ce domaine en exigeant d'eux qu'ils développent en double des systèmes d'information que les producteurs d'effacement constituent déjà pour leur activité même, leur contrôle notamment par audit étant alors largement suffisant pour démontrer la fiabilité des données collectées – évitant ces surcoûts.