Concertation en vue de la définition des Règles du Mécanisme de Capacité

Réponse Energy Pool au « Questionnaire n°1 »

1. Avant-Propos

Ce document constitue la réponse d'Energy Pool au questionnaire n°1 proposé par RTE dans le cadre de la concertation « Mécanisme de Capacités ». Il rassemble nos positions, nos suggestions mais ne prétend pas répondre en exhaustivité à toutes les interrogations de ce document, ceci en cohérence avec notre expérience d'agrégateur de modulation de gros et moyens consommateurs d'électricité, principalement non thermosensibles.

2. Risque de Défaillance et articulation avec l'obligation des fournisseurs et la certification des capacités

Risque de Défaillance

Q1. ***Selon vous, comment est-il possible d'estimer le Risque de Défaillance ? Quels sont les paramètres et aléas qu'il est nécessaire de prendre en compte ? Pourriez-vous proposer une modélisation qui permette d'estimer le Risque de Défaillance et accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?***

La définition de la notion de Risque de Défaillance, également désigné par le terme « risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur une année de livraison » dans le décret, doit impérativement être précisée dans les Règles.

Energy Pool considère que cette notion doit intégrer non seulement un objectif quantitatif (disposer de suffisamment de MWs de production à mettre en face de MWs de consommation éventuellement maîtrisée par des effacements et autres actions d'efficacité énergétique) mais également qualitatif (disposer de suffisamment de flexibilité pour pouvoir gérer la dynamique des aléas du système, qui évolue vers un besoin toujours plus important de flexibilité, du fait principalement des nouveaux usages et de l'introduction d'énergies renouvelables intermittentes), comme le souligne très bien la consultation de la Commission Européenne « Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity ».

Selon Energy Pool, le Risque de Défaillance doit être mesuré à l'aide d'une approche probabiliste **3 ans à l'avance**, afin de délivrer un signal prix pertinent pour des décisions d'investissement en capacités. Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est la durée de défaillance, qui doit demeurer **inférieure en espérance à 3 heures par an**. Dans un souci d'euro-compatibilité, ce critère doit être conforme ou au moins cohérent à celui défini et utilisé par l'ENTSO-E dans ses études (si celui-ci devait être harmonisé, ce qui n'est pas encore le cas à notre connaissance).

Energy Pool considère que la modélisation du système électrique développée par RTE dans le cadre des Bilans Prévisionnels est la plus avancée et sans doute la plus robuste qui soit disponible, dans la mesure où elle a été nourrie de plusieurs retours d'expériences, et testée depuis de nombreuses années. Il convient par conséquent de l'utiliser comme base de travail pour doter le Mécanisme de Capacité d'un outil de modélisation, sachant qu'un **modèle unique** (utilisé pour le Mécanisme de Capacité ET les Bilans Prévisionnels) devra être conservé au final afin de garantir une cohérence/convergence des informations diffusées aux différents acteurs du système électrique.

Ceci étant dit, il convient de déterminer quelles sont les **hypothèses** et les **paramètres** considérés pour estimer le Risque de Défaillance, puisque RTE utilise pour les Bilans Prévisionnels plusieurs jeux d'hypothèses et de paramètres.

Sans s'affirmer spécialiste, Energy Pool identifie a minima les aléas suivants comme devant être pris en compte dans les jeux d'hypothèses par RTE :

- Aléas sur l'offre :
  - Probabilité d'arrêts fortuits des groupes de production thermiques conventionnels,
  - Aléas de production des moyens intermittents éoliens et photovoltaïque,
  - Apports hydrauliques,
  - Capacités d'import disponibles.
- Aléas sur la demande :
  - Thermo-sensibilité,
  - Aléas de consommation hors thermo-sensibilité (avec différentes dynamiques : arrêt fortuits d'usines, conjoncture économique, etc.),
  - Recours de nos voisins à nos capacités d'exportation.
- Aléas réseau (sans régionalisation spécifique, voir ci-dessous).

Si on se réfère aux jeux d'hypothèses pratiqués actuellement dans le cadre du Bilan prévisionnel, Energy Pool suggère de reprendre un maximum d'hypothèses du scénario de demande sans MDE (cette dernière devant être intégrée par le biais du registre dédié), avec prise en compte des échanges sur base d'une estimation des imports garantis, sans les projets de nouvelles capacités.

Q2. ***Le Risque de Défaillance est défini comme le risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France métropolitaine continentale. L'évaluation du Risque de Défaillance doit-elle reposer sur une prise en compte des réseaux et des contraintes associées ou bien sur une modélisation de type « plaque de cuivre » ? Selon vous, le Risque de Défaillance doit-il intégrer un volet régional ?***

Le France ne présente pas un déséquilibre majeur entre la répartition géographique des moyens de production et les zones de consommation comme on peut l'observer en Italie, Allemagne ou Grèce. Aujourd'hui les besoins localisés de capacités dans certaines régions comme PACA, Bretagne sont adressés par des mécanismes dédiés hors du marché de capacités (Appel d'offre dédié pour couvrir

les besoins de la Bretagne). En conséquence et pour éviter l'ajout d'une complexité qui réduirait la profondeur du marché, Energy Pool suggère que le Risque de Défaillance n'intègre pas de volet régional. Aussi une modélisation de type **« plaque de cuivre »** nous paraît la plus adaptée à ce stade.

Obligation des fournisseurs et contribution au risque défaillance

Q3. ***Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution d'un consommateur au Risque de Défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ? Faut-il faire porter les aléas uniquement par les acteurs qui les génèrent ?***

Le calcul de la contribution d'un consommateur au Risque de Défaillance est une mesure complexe et nécessiterait dans l'absolu de comparer pour chaque consommateur l'écart entre :

- Le niveau de l'équilibre offre-demande **SANS** ce consommateur et
- Le nouveau niveau de l'équilibre-offre demande **AVEC** ce consommateur.

sachant que la situation AVEC le consommateur devrait être calibrée de sorte que le critère du seuil de défaillance (moins de 3h par an de défaillance en espérance) soit respecté.

Energy Pool rappelle l'additivité de la définition de la Puissance de Référence qui est donnée par le décret, qui implique que la contribution individuelle de chacun des consommateurs au Risque de Défaillance le soit également si on souhaite déduire la Puissance de Référence à partir du Risque de Défaillance avec une fonction linéaire.

Or l'additivité du Risque de Défaillance n'est pas acquise, ce que montre très bien l'étude de quelques cas limites (par exemple : consommation française actuelle mise en face d'un parc 100% nucléaire ou parc 100% éolien). Ceci milite pour une simplification du mode de calcul.

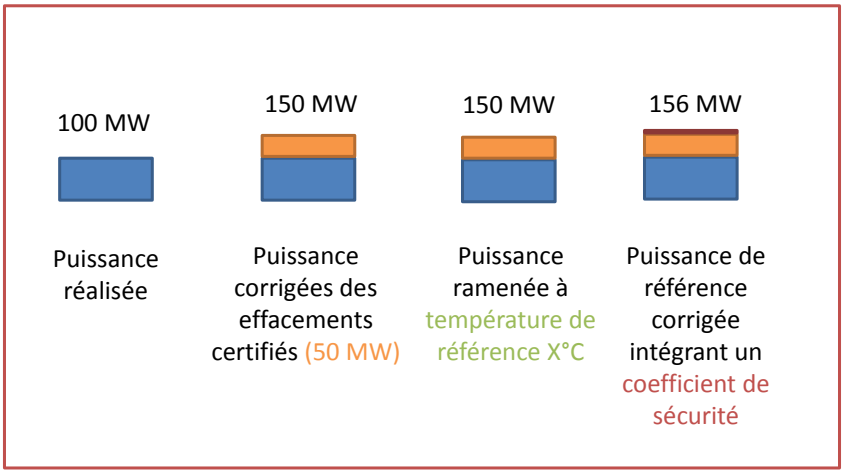
Ainsi, compte-tenu des difficultés que pourraient engendrer la mise en œuvre de l'approche « puriste » ci-dessus (d'autant que non seulement RTE, mais également les GRD devront absolument pouvoir réaliser cette opération, et qu'il serait opportun que les fournisseurs puissent se doter de moyen d'estimation de leur obligation), Energy Pool propose que la contribution d'un consommateur au Risque de Défaillance sur une année de livraison donnée soit déterminée à partir de sa consommation « corrigée » durant la période de pointe PP1 et du coefficient de sécurité. Elle serait définie en kW, à 0,1 kW près. La contribution d'un fournisseur pourrait être alors définie comme la somme des contributions unitaires de chacun des sites de consommation de son portefeuille.

Energy Pool recommande que la correction de la puissance constatée sur chaque site soit réalisée de la sorte :

- Le cas échéant, des effacements certifiés activés sur la période de pointe PP1 afin d'éviter une double rémunération de la capacité d'effacement associée (rémunération de la capacité et diminution du besoin du fournisseur). La contribution du consommateur est donc calculée comme s'il n'avait pas réalisé d'effacement.
- De la température (la puissance réalisée corrigée des effacements étant ramenée à une température extrême de référence X°C) afin d'assurer une répartition des obligations des

fournisseurs en fonction de la thermo-sensibilité de chaque portefeuille de consommateurs. Le fournisseur porte ainsi la responsabilité des aléas des consommateurs de son portefeuille, ceci favorisant la mise en place de mesures de MDE. Ceci en respect de L'article L.335-1 du code de l'énergie précisant 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 ».

Afin d'illustrer les propos, vous trouverez ci-dessous l'exemple de calcul de la Puissance de référence d'un consommateur non thermosensible sur la période de pointe PP1 :



NB : notons bien l'ordre dans lequel sont réalisées ces deux corrections. D'abord l'effacement et ensuite la thermo-sensibilité. En effet, dans certains cas, la capacité d'effacement d'un site est dépendante de la température.

Q4. *Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?*

Le coefficient de sécurité doit être calculé de manière à :

- recouvrir le taux de marge liés aux aléas hors aléas de température (probabilité d'arrêt fortuits des groupes de production thermiques conventionnels, aléas de production des moyens intermittents éoliens et photovoltaïque, apports hydrauliques, aléas de consommation hors thermo-sensibilité, aléa sur les capacités de transit),
- intégrer le bénéfice des interconnexions garanties,
- intégrer le besoin en réserves opérationnelles d'environ 3GW (voir remarques complémentaires au paragraphe 4.).

A ce stade, dans un souci de simplification et de bon fonctionnement du mécanisme, Energy Pool considère que le coefficient de sécurité :

- doit être commun à tous les fournisseurs,
- être connu des fournisseurs en amont de l'année livraison (3 années à l'avance),
- pouvoir évoluer d'une année sur l'autre,

- être exprimé en % de la consommation à une température de référence donnée (extrême ou une chance sur 10).

Pour préciser le second bullet point ci-dessus, Energy Pool considère que le choix d'un mécanisme « décentralisé » versus un mécanisme « centralisé » conduit principalement à substituer un risque « démographique » (évaluation globale réalisée par le GRT) par un risque « commercial » (évaluation de leur part de marché par les fournisseurs), qui est plus important. Le coefficient de sécurité doit, selon Energy Pool, inciter collectivement les fournisseurs à bien estimer leurs obligations respectives. Aussi, il semble pertinent de corréler le coefficient de sécurité à la qualité de la prévision de leurs obligations par les fournisseurs, en considérant [la plus mauvaise valeur / la valeur moyenne]. Ainsi, non seulement un fournisseur est incité à faire la meilleure prévision, mais également à s'assurer d'un minimum de cohérence avec les méthodologies utilisées par les autres fournisseurs afin que l'ensemble des prévisions soit le plus fiable possible.

Q5. ***Accepteriez-vous de présenter lors de la concertation une méthode de prise en compte de la sensibilité de la consommation d'un consommateur à la température ?***

Energy Pool ne dispose pas de l'expertise nécessaire pour se positionner sur ce point et se contentera éventuellement de commenter les propositions qui pourraient être faites par d'autres acteurs pertinents sur ce sujet.

Certification des capacités et Contribution à la réduction du Risque de Défaillance

Q6. ***Selon vous, quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la contribution à la réduction du Risque de Défaillance d'une capacité ? Quels paramètres et caractéristiques techniques d'une capacité est-il nécessaire de prendre en compte ? Comment la disponibilité prévisionnelle doit-elle être prise en compte ? Doit-on intégrer les contraintes réseaux en tant qu'aléa venant potentiellement réduire la disponibilité d'une capacité ? Pourriez-vous proposer une modélisation intégrant ces caractéristiques techniques et permettant d'estimer la contribution à la réduction du Risque de Défaillance d'une capacité ? Accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?***

Comme dit plus haut, la croissance des énergies renouvelables dans un contexte de croissance de la demande modérée (croissance économique limitée, MDE) ainsi que l'évolution de certains usages nouveaux (multiplication des objets électroniques, émergence du véhicule électrique dont charge rapide) entraine une nouvelle problématique de flexibilité du système. Le Risque de Défaillance n'est plus seulement lié à un manque de capacité à la pointe mais aussi et surtout à un manque de flexibilité dans le système. Dans le contexte actuel, Energy Pool estime que les nouvelles capacités devraient à moyen terme majoritairement répondre à cette problématique de flexibilité. Ainsi, le mécanisme de capacité doit fournir le signal adapté à l'investissement dans des moyens flexibles indispensables à la réduction du Risque de Défaillance.

Pour estimer au moment de la certification, la contribution d'une capacité à la réduction du Risque de Défaillance d'une capacité, il conviendra de prendre en compte :

- La puissance nominale de la capacité,

- Le facteur de disponibilité prévisionnelle de la capacité durant la pointe PP2 (F_{DISP}) (il faudra s'assurer d'une cohérence dans la prise en compte des arrêts fortuits entre le facteur de disponibilité et l'estimation du coefficient de sécurité),

- Le facteur technique de contribution au Risque de Défaillance reflétant la flexibilité d'une capacité et donc sa capacité à répondre aux besoins du système en périodes de tensions **F_{TECH}** (délai d'activation / durée d'activation minimale),

- Le facteur de réduction de marge de réserve généré par la capacité certifiée (T_{CS}).

$$\mathbf{P_{Certifiée} = P_{Nominale} \times F_{DISP} \times F_{TECH} \times (1 + T_{CS})}$$

F_{DISP} est le facteur de disponibilité de la capacité certifiée permettant de garantir une réelle capacité effective et disponible et des capacités fongibles

F_{TECH} est le facteur technique de contribution au Risque de Défaillance lié à la flexibilité

T_{cs} est le coefficient de marge de réserve (ie : marge liée aux aléas de la consommation) généré par la capacité certifiée en fonction de sa nature (Soit P, N et NT les coefficients de marge liés respectivement à des capacités de production, d'effacements thermosensibles, d'effacements non-thermosensibles alors P < NT < T)

Energy Pool présente ici les principaux concepts qu'il semble indispensable d'intégrer dans la formulation de la capacité certifiée. Nous sommes disposés à fournir une proposition plus détaillée à l'occasion d'une consultation ultérieure.

Les contraintes réseaux ne doivent pas être intégrées dans le calcul de la contribution à la réduction du Risque de Défaillance d'une capacité si la puissance certifiée correspond au maximum à la puissance faisant l'objet d'une autorisation d'injection sur le réseau dans le cas d'une unité de production ou ne dépasse pas la puissance souscrite au gestionnaire de réseau par le site de consommation pour une capacité d'effacement. Energy Pool estime que la prise en compte de cette contrainte complémentaire serait trop difficile à mettre en œuvre.

Q7. ***Quel serait le Niveau de capacité effectif pour une capacité indisponible durant toute la période de pointe PP2 ?***

Nul. F_{DISP} = 0 donc niveau de capacité = 0 MW.

Q8. ***Selon vous quels doivent être les paramètres et mesures à prendre en compte pour estimer le niveau de capacité effectif d'une capacité ? Quelle cohérence doit-il y avoir entre les caractéristiques techniques prises en compte lors de la certification et celles utilisées pour l'estimation du niveau de capacité effectif ?***

Le calcul de la capacité effective doit suivre les mêmes paramètres que le calcul de la puissance certifiée puisque ces deux grandeurs sont comparées pour établir le niveau des écarts. La puissance effective s'exprime ainsi par la formule suivante :

$$\boldsymbol{Peffective = \frac{\sum Pofferte\ sur\ PP2}{durée\ de\ PP2}\ x\ F_{TECH}\ x\ (1 + T_{CS})}$$

F_{TECH} est le facteur technique de contribution au Risque de Défaillance lié à la flexibilité

T_{cs} est le coefficient de marge de réserve (ie : marge liée aux aléas de la consommation) généré par la capacité certifiée en fonction de sa nature (Soit P, N et NT les coefficients de marge liés respectivement à des capacités de production, d'effacements thermosensibles, d'effacements non-thermosensibles alors P < NT < T)

Energy Pool souligne le fait que seule la disponibilité effective d'une capacité doit être prise en compte et non l'activation effective de cette dernière (par activation, est entendu le démarrage d'une installation de production ou l'arrêt d'un process effaçable).

Pour les capacités d'effacement certifiées, le contrôle de la disponibilité effective peut être complexe. Energy Pool propose que la disponibilité soit vérifiée par l'existence d'offres sur le mécanisme d'ajustement et/ou la mise à disposition sur le marché énergie (NEBEF). Par ailleurs, des tests d'activation pourront être mis en place aléatoirement afin de s'assurer la réalité d'une capacité d'effacement certifiée qui ne ferait l'objet d'aucune activation sur un période à déterminer (a priori au moins 1 an).

NB : Energy Pool tient à préciser, même si cela va au-delà du périmètre effectif de la question, que les organisations actuelles du MA et de NEBEF pourraient être incompatibles avec certains objectifs du mécanisme de capacité. En effet, les obligations du contrôle de disponibilité pourraient imposer qu'une capacité d'effacement soit assimilée à une EDA et à une EDE qui soient identiques, avec un périmètre figé plusieurs années à l'avance. Ceci est irréaliste à moins d'avoir uniquement un site par EDA/EDE, ce qui restreint fortement l'avantage du foisonnement de capacités, voire est impossible pour des sites du bas de portefeuille. La correction de la puissance de référence des effacements pour les capacités certifiées requiert également que les méthodes de contrôle du réalisé utilisées sur le MA et NEBEF permettent de déterminer une affectation de l'énergie effacée site à site, ce qui n'est pas rigoureusement le cas aujourd'hui. Ces problématiques seront précisées ultérieurement, mais Energy Pool tenait à les signaler dès aujourd'hui.

Q9. ***Pourriez-vous proposer une définition de l'Exploitant de capacité à retenir pour le mécanisme de capacité ? Les dispositions prévues dans les articles 6 à 11 de la loi de 2000 ainsi que dans le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité vous paraissent-elles suffisantes ? Si non, quelle définition proposez-vous de retenir pour les cas non couverts dans le cadre législatif et réglementaire ?***

Vis-à-vis de cette problématique de définition Energy Pool pense qu'il faut différencier un exploitant de « capacité de production » et de « capacité d'effacement ».

En ce qui concerne un exploitant de capacité de production, il nous semble que la définition actuelle du code de l'énergie est parfaitement adéquate.

En ce qui concerne l'exploitant de capacité(s) d'effacement(s) (également nommé Opérateur d'Effacement en introduction du décret), nous pensons que celui-ci doit désigner une entité (personne physique ou morale) qui dispose d'une exclusivité d'activation d'une capacité d'effacement sur une plage temps x puissance (c'est-à-dire qui seule peut décider d'actionner ou non une partie des possibilités de modulation d'un site ou d'un ensemble de sites pendant une période

donnée). Une telle définition est très ouverte et permet a priori une certification multiple pour un même site, avec un rattachement éventuel à plusieurs périmètres de certification. Une simplification pourrait passer par l'obligation d'un site de désigner un seul et unique exploitant.

NB 1 : Le décret ne considère que de façon très imparfaite la possibilité pour deux sites de taille conséquente de s'agréger (cette agrégation ne se fait qu'au niveau de la responsabilité du périmètre de certification). Energy Pool suggère que les règles introduisent des possibilités de gérer la certification de capacités agrégées.

NB 2 : le concept d'agrégation d'effacement ET de production (Virtual Power Plant) n'est pas encore très développé en France, mais ceci pourrait se généraliser. Aussi, il semblerait important de proposer une définition composite pouvant intégrer à la fois production, effacement et le mix production + effacement.

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

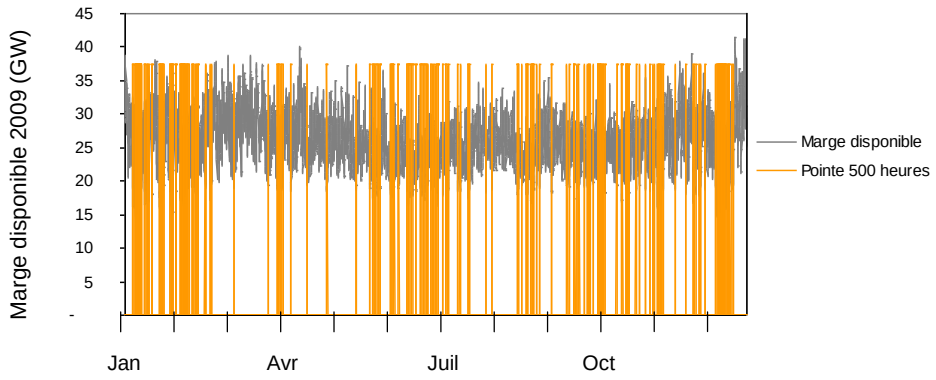
Q10. ***Selon vous, quelles sont les heures pendant lesquelles le Risque de Défaillance est le plus élevé ? Ces heures correspondent-elles exclusivement aux heures durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée ?***

Energy Pool considère que les heures pendant lesquelles le Risque de Défaillance est le plus élevé sont les heures où l'écart entre marge disponible et marge requise est le plus faible en valeur relative. Ces heures sont soit :

- des heures où il y un risque de manque de capacités installées correspondant aux périodes de plus forte consommation (les pointes au sens propre),
- des heures où il y un manque de disponibilité de ces capacités installées, qui dépend non seulement du niveau de consommation mais également des plans de démarrage et/ou de maintenance (anticipée ou fortuite), des aléas météorologiques limitant la disponibilité des capacités (accès à une source froide notamment, conditions de vent, ensoleillement), etc.

Pour rappel de la synthèse des positions Energy Pool émise en août 2011 :

Répartition des 500 heures de l'année 2009 présentant les plus bas niveaux de marge disponible



Source : Analyse Energy Pool - Bilan consommation et disponibilités des capacités de production RTE 2009

Ainsi, la « période de pointe » ne doit pas se limiter aux heures pendant lesquelles la consommation nationale est la plus forte.

Q11. ***Comment définiriez-vous les périodes de pointe PP1 et PP2 ? Pourriez-vous proposer des critères et une méthode qui permettent de s'assurer du respect du principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement dans les définitions conjointes des périodes PP1 et PP2 ? Cela doit-il aboutir à une égalité entre PP1 et PP2 ou bien au contraire à une différenciation entre PP1 et PP2 ? Pour quelles raisons ?***

Comme vu à la réponse précédente, le Risque de Défaillance ne se limite pas aux heures de plus forte consommation, la définition de la pointe ne peut donc pas se restreindre aux seules périodes de consommation les plus élevées. Ainsi Energy Pool propose que les périodes PP1 et PP2 soient définies sur base des **50 heures où la marge** (tel que calculée **en J-1** par RTE) **du système est la plus contrainte**. Ceci suppose que RTE publie des données de marge heure par heure.

Sur cette base, les heures de référence doivent être estimables en J-1 sur base des prévisions de marge publiées par RTE. Les heures de PP1 et PP2 sont validées ex-post sur base des données réalisées.

Pour garantir le principe de non-discrimination au mieux entre la certification de capacité d'effacement et la réduction de consommation, il convient selon nous de définir PP1 de manière strictement identique à PP2.

En effet toute différence induirait nécessairement des effets différents pour le système (mise en œuvre des réductions à des périodes différentes) et donc des contraintes de mise en œuvre divergentes. Une différence subsiste dans la notion de disponibilité associée à une capacité certifiée par rapport à un besoin d'activation pour une réduction de demande non certifiée. Néanmoins, l'effacement n'a pas vocation à être une réserve inutilisée, mais à être appelé. Si c'est le cas l'avantage à l'effacement certifié sera quasiment nul. En outre une distorsion de concurrence à l'encontre de l'effacement certifié subsiste au travers des coûts de certification (Garantie bancaire, investissements, vente ...) et d'un contrôle plus contraignant du service délivré.

Ainsi, il semble légitime de conserver une approche PP1=PP2 qui réduit au maximum toute discrimination entre effacement certifié et non certifié.

Par ailleurs, pour réduire la discrimination concernant l'effacement certifié, on pourrait considérer que ce n'est pas le détenteur de capacité qui doit supporter l'intégralité des coûts de la certification et notamment le volet administratif (car alors il y a une discrimination avec l'effacement non certifié) mais plutôt la communauté des fournisseurs (dans tous les cas, in fine ce sont eux qui paient car ces coûts sont intégrés au prix de la capacité, mais au moins dans ce cas, la discrimination est moindre entre effacement certifié et non-certifié).

3. Règlements financiers

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Les réponses aux questions sont regroupées, à l'exception de quelques réponses spécifiques et détaillées.

Q12. ***Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?***

Q13. ***Comment définiriez-vous une « estimation de bonne foi de la puissance de référence » ? Comment se caractérise la bonne incitation des fournisseurs à l'évaluation des besoins de garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?***

Comme mentionné plus haut, une certaine forme de « boucle de rétroaction » pourrait inciter les fournisseurs à réaliser des bonnes estimations en liant le coefficient de sécurité à une mesure de la qualité de ces estimations. Ainsi, les fournisseurs seraient incités non seulement à acquérir un nombre suffisant de capacités par un effet prix (rééquilibrage fournisseur) mais également par un effet volume (influence sur le coefficient de sécurité). Ceci permettrait ainsi d'objectiver une notion difficilement appréhendable de « bonne foi » en l'associant non pas au prix unitaire mais au volume d'obligation.

Q14. ***Quelles sont selon vous les situations offrant des possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ? Quels paramètres faut-il considérer de façon conjointe pour limiter l'arbitrage ? Comment traduire ce principe dans la définition de ces paramètres et, sur la définition du prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs, et le prix de règlement financier des écarts du responsable de périmètre de certification ?***

Q15. ***Selon vous, comment caractériser une situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement en électricité mentionné à l'article L. 335-2 du code de l'énergie ?***

Q16. ***Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier des fournisseurs ?***

Q17. ***Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…) ?***

L'incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs doit se caractériser par un avantage significatif à contracter la capacité en amont de l'année de livraison.

Pour garantir cette incitation le prix unitaire de calcul des écarts doit s'établir à un prix nécessairement plus élevé que le prix marginal de la capacité pour un écart négatif (du même ordre

de grandeur que le coût d'investissement dans un moyen de pointe de référence) et à un prix suffisamment faible pour un écart positif.

Par ailleurs tout comme le prévoit le règlement des écarts en énergie, il nous paraît important que le prix unitaire du règlement financier soit dépendant de l'état global du système. Si :

- l'état global du système est surcapacitaire (ie montant global des garanties détenues par les fournisseurs - somme des montants d'obligations fournisseurs + somme des écarts des responsables de périmètres de certification > 0) alors le manque de certificats d'un fournisseur donné n'est pas problématique dans le sens où il a évité un surinvestissement inutile. Dans ce cas précis, le prix unitaire devrait être bas.
- l'état global du système est sous-capacitaire ou encore lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative (ie montant global des garanties détenues par les fournisseurs - somme des montants d'obligations fournisseurs + somme des écarts des responsables de périmètres de certification < 0) alors le manque de certificats d'un fournisseur dégrade fortement la sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, le prix unitaire du règlement financier des fournisseurs se doit d'être dissuasif.

	Tendance globale du système sous-capacitaire	Tendance globale du système sur-capacitaire
Ecart positif du fournisseur (montant de l'obligation du fournisseur < montant de garanties de capacités détenues par le fournisseur)	Prix moyen de la Capacité	Prix moyen de la Capacité – X (fonction de l'état du compte)
Ecart négatif du fournisseur (montant de l'obligation du fournisseur > montant de garanties de capacités détenues par le fournisseur)	1,2 * CONE	Prix max de la Capacité échangée

Les prix moyen et max de la capacité sont calculés par la CRE pour une année de livraison donnée sur la période précédant la date limite de cession des garanties de capacités.

Les situations offrant des possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs existent dans le cas d'un opérateur intégré étant à la fois fournisseur et détenteur de capacité.

Ex : Si les deux prix sont différents (prix écarts fournisseurs > prix écarts certification) par exemple, un acteur à la fois fournisseur et détenteur de capacité pourrait faire certifier des capacités en prenant un Risque de Défaillance fort lui permettant d'équilibrer son compte fournisseur et se retrouver en écart sur le périmètre de certification.

Afin de limiter ce type de comportement, il est possible d'envisager le contrôle conjoint des écarts pour une même entité juridique (ou entités juridiques liées) et d'appliquer la pénalité maximale (prix des écarts fournisseurs ; prix des écarts périmètre de certification).

Règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification

Q18. ***Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'engagement des exploitants ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?***

Afin d'inciter les exploitants de capacités à transmettre des informations les plus sincères possibles ou à se rééquilibrer, Energy Pool considère que la pénalité doit être suffisamment élevée, sans non plus les conduire à sous-estimer leurs prévisions (qui conduirait à un surinvestissement).

Q19. ***Sur quels critères évaluer la sincérité des informations transmises lors des demandes de certification et de des demandes de rééquilibrage ? Comment traduire l'incitation à la transmission d'informations sincères de la part des exploitants, dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?***

Afin d'évaluer la sincérité des informations transmises par l'exploitant de capacité, le gestionnaire de réseau pourra avoir recours à :

- L'analyse des historiques lorsque disponibles
- Cabinet d'audit tiers.

Q20. ***Comment et dans quelle mesure le volume de rééquilibrage doit-il être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?***

Le règlement des écarts doit se faire sur base de la dernière valeur de la capacité après rééquilibrage pour tout rééquilibrage avant l'année de livraison (les écarts liés au rééquilibrage doivent être réglés au prix de vente de la capacité en question). Tout rééquilibrage en cours d'année de livraison devra faire l'objet d'une compensation basée sur un prix des écarts réduit pour favoriser la déclaration de rééquilibrage à court terme.

Q21. ***Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs, et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?***

Q22. ***Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…) ?***

Q23. ***Considérez-vous que le prix de règlement d'un écart au périmètre d'un responsable de périmètre de certification doit être égal au règlement dû au rééquilibrage du fournisseur, pour un volume d'écart équivalent ? Pour quelles raisons ?***

Energy Pool estime que le prix de règlements des écarts doit dépendre du niveau de l'écart en question. Ainsi un niveau de tolérance de 20% doit être considéré.

En outre Energy Pool considère que le prix des écarts du périmètre de certification doit être légèrement inférieur au prix des écarts du périmètre fournisseur. En effet pour stimuler un intérêt de

couverture de la puissance de référence par le fournisseur le prix des écarts négatifs dans un contexte sous capacitaire doit être supérieur au CONE. Alors que pour stimuler la bonne réalisation d'une capacité certifiée, un écart estimé au niveau du CONE est suffisant :

- Pour une capacité existante CONE est très supérieur au prix de la capacité.
- Pour une nouvelle unité de production ou d'effacement, le poids des investissements en cas d'un retard de livraison représente une sanction intrinsèque qui existe au-delà de tout règlement d'écart.

A l'instar du mécanisme du règlement des écarts en énergie, le niveau de pénalisation doit être variable en fonction de l'état global du système :

	Tendance globale du système sous-capacitaire	Tendance globale du système sur-capacitaire
Ecart positif de l'exploitant de capacité	Prix moyen de la Capacité	Très faible
Ecart négatif de l'exploitant de capacité	Si écart <20% prix de vente de la capa Si écart >20% < =CONE	Si écart <20% prix de vente de la capa Si écart >20% < Prix max de la Capacité échangée

4. Remarques complémentaires

Dispositif de sécurisation

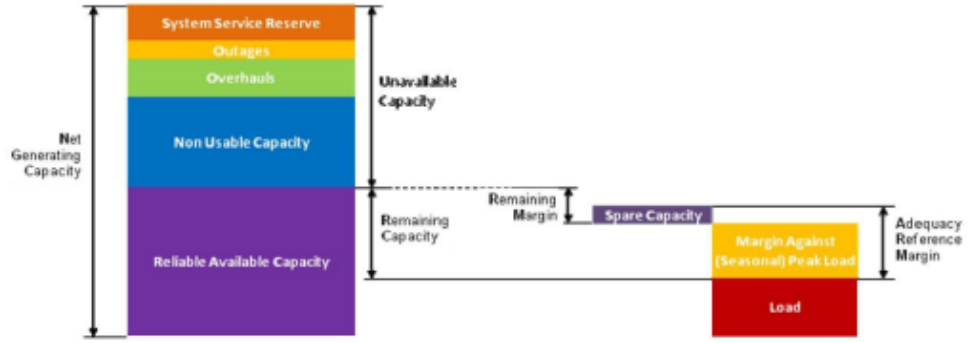
Il semble important à Energy Pool que les travaux menés sur la précision de la définition du Risque de Défaillance doivent intégrer l'existence d'un dispositif de sécurisation qui est activé « si un risque exceptionnel de déséquilibre entre l'offre et la demande est anticipé ». L'occurrence d'une telle situation doit être précisée, afin de permettre aux différents acteurs d'anticiper au mieux une telle situation.

Energy Pool considère que ce dispositif est propre à introduire de très fortes distorsions sur le marché de capacités et donc que son activation doit être TRES limitée. Energy Pool pourra éventuellement préciser cette position ultérieurement.

Prise en compte des Réserves Opérationnelles

Les réserves primaire, secondaire et tertiaire (rapide et complémentaire) impactent le Risque de Défaillance, dans la mesure où elles mobilisent une partie de la ressource (capacités de production et d'effacement) et répondent de manière indirecte à une partie du besoin (leur existence permet de gérer une partie des aléas qui sont à l'origine du Risque de Défaillance).

Figure 1: Exemple d'analyse de l'adéquation des moyens de production dans un pays



Source : ENTSO-E[4]

Leur traitement effectif n'a pas encore été envisagé et Energy Pool considère que ce traitement n'est pas évident. Leur impact est significatif, puisqu'un peu moins de 3GW de capacités sont concernés. Energy Pool ne souhaite pas nécessairement apporter des éléments à ce sujet, mais est prêt à réagir à des propositions de RTE ou d'autres acteurs.