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

Réponse Energy Pool au « Questionnaire n°3 »

1. Avant-Propos

Energy Pool est un opérateur de capacités de modulation de la consommation sur des sites de soutirage télé-relevés et à ce titre s'estime particulièrement légitime pour intervenir sur les modalités de certification et de gestion des capacités d'effacement de taille significative.

Néanmoins, nous ne nous sommes pas limités à ce type de capacités et nous avons tenté de faire en sorte que nos propositions soient applicables de manière relativement équitable voire symétrique tant aux capacités d'effacement que de production ou même de stockage de l'électricité.

Le modèle d'agrégation que nous défendons s'applique non seulement aux capacités d'effacement, pour lesquelles l'agrégation est totalement indispensable, mais également à tous types d'actifs énergétiques, afin de donner une place sur le marché de capacité au concept de « Virtual Power Plant ».

2. Réponses aux questions

Période de pointe PP2

Une période de pointe désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée.

Q1. ***Selon quelle méthode définiriez-vous la période de pointe PP2 et à quelle échéance (plusieurs années à l'avance et sur une méthode théorique ; sur la base de signaux de court terme, par exemple sur un critère lié aux marges d'exploitation ou sur la consommation réalisée)***

Energy Pool considère que les définitions de PP1 et PP2 doivent être fusionnées ou au moins incluses l'une dans l'autre (PP1 dans PP2). Nous renvoyons par conséquent à la définition que nous avons proposée pour PP1 dans le questionnaire n°2, qui s'applique donc également pour PP2, avec les mêmes avantages.

Rappel : il s'agit d'une définition déterministe sur la base d'informations précises (y compris marges d'exploitation) publiées en J-1 et pouvant être anticipée sur le long terme à partir d'éléments statistiques (probabilité d'occurrence d'une vague de froid, de quelle durée, de quelle intensité et à quelle période, etc.).

Nous défendons l'identité entre PP1 et PP2 car selon nous, le principe de « non-discrimination » entre effacement certifié et effacement non-certifié passe par une période de pointe équivalente,

d'une durée restreinte (50 h) correspondant à la durée effective d'effacement souhaitable. En effet toute différence induirait nécessairement des effets collatéraux pour le système (effacement certifié disponible sur une période différente à la réduction de la demande mise en œuvre par les fournisseurs ; favorisation d'une technologie par rapport à l'autre au risque de favoriser des capacités inefficaces) et donc des contraintes de mise en œuvre divergentes.

Dans l'hypothèse d'une égalité entre PP1 et PP2, des différences subsistent néanmoins entre effacement certifié et réduction de la demande non certifiée :

- Nature de l'engagement :
  - Effacement certifié : engagement à **être disponible** pris auprès du système électrique (via le gestionnaire de réseau), au titre du contrat de certification n mois ou années à l'avance= Assurance de disponibilité pendant la pointe PP2.
  - Réduction de la demande : **aucun engagement de disponibilité** n'est pris à l'avance par le consommateur ni même le fournisseur vis-à-vis du système électrique. La valorisation de la réduction de la demande côté fournisseur nécessite certes l'activation de l'effacement pendant la durée de la pointe PP1, mais ceci sans devoir gérer les problématiques de contrôle du réalisé (ainsi, un effacement de type « P_{Max} » est alors valorisable).
- Périmètre d'utilité : une capacité d'effacement certifiée va pouvoir être utilisée pour le système dans son ensemble et contribuer à la sécurité d'approvisionnement, tandis qu'un effacement non certifié va uniquement contribuer à l'équilibre de l'obligation du fournisseur, même si, de manière indirecte, sa moindre obligation va permettre au fournisseur de remettre sur le marché la garantie de capacité excédentaire correspondante.

La nature différente des engagements (disponibilité versus activation) entre les deux types d'effacements est réduite par le fait que l'effacement n'a pas vocation à être une réserve inutilisée, mais à être activé.

- **Coûts** : l'effacement certifié devra financer les coûts de certification (Garantie bancaire, investissements, vente ...). Ceci représente une distorsion de la concurrence en défaveur de l'effacement certifié. Afin de réduire cette discrimination, Energy Pool suggère que les coûts de certification ne soient pas portés par les exploitants de capacité, mais par les fournisseurs. In fine, ce sont de toute façon ces derniers qui doivent les supporter (dans le cas contraire, ces coûts seraient intégrés dans le prix de la capacité).
- **Contrôle** : le contrôle associé à l'effacement certifié sera plus contraignant que la gestion de l'obligation du fournisseur. Les méthodologies de contrôle de la disponibilité et de contrôle des activations sur les marchés devront être réfléchies de manière à limiter la discrimination entre les différentes capacités d'effacement (pour rappel les effacements mis en œuvre dans le cadre de la réduction de l'obligation fournisseur peuvent être de type « P_{Max} » et donc être beaucoup plus simples à mettre en œuvre).

En conclusion de cette question, nous insistons sur le fait que la non-discrimination entre effacement certifié et réduction de la demande du fournisseur doit se regarder de manière globale et non uniquement sur la durée de la pointe PP1 versus PP2.

Q2. ***Cette méthode vous parait-elle assurer le soutien des actions de réduction de la consommation électrique aux heures de pointe ? Cette méthode vous parait-elle***

assurer le développement des capacités au prorata de leur contribution à la réduction du risque de défaillance ?

La définition de PP2 (=PP1) que nous proposons a de nombreux avantages et notamment vis-à-vis du développement de la maîtrise de la demande :

- Le nombre d'heures PP2 (nombre d'heures maximum d'activation) est réduit et compatible avec un très large gisement d'effacements ;
- L'incertitude sur les heures PP2 permet d'inciter le responsable de périmètre de certification à assurer une disponibilité supérieure (selon sa capacité et surtout son intérêt économique à disposer d'une bonne « météo » du réseau), au bénéfice du système ;
- Un certain niveau d'équité entre des effacements certifiés et des actions de réduction de l'obligation par la demande est respecté :
    - Si le système est tendu, les capacités seront bien activées aux mêmes heures ;
    - Si le système n'est pas tendu, les capacités certifiées ne seront probablement pas activées puisque les prix de marché seront faibles. Les capacités non certifiées non plus, en tout cas celles à la main des fournisseurs (pour la même raison). Seules des décisions individuelles de consommateurs (pour réduire leur terme de capacité) pourront aller dans le sens d'une activation. Ces derniers bénéficieront pleinement de la valeur de leur effacement (puisque activés). Les fournisseurs, quant à eux, bénéficieront indirectement de la situation peu tendue par le fait que les prix de marché seront faibles.
- On peut même envisager à terme que des heures PP2 soient destinées à équilibrer le système dans l'autre sens, c'est-à-dire de réduire un écart de type P >> C (renouvelables fatales produisant fortement en période de faible demande) en stimulant la consommation plutôt qu'en déconnectant les renouvelables.

Certification

Niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif

Le niveau de capacité certifié doit refléter la contribution d'une capacité à la réduction risque de défaillance pendant l'année de livraison. Il tient compte notamment de la disponibilité prévisionnelle pendant PP2.
Le niveau de capacité effectif doit refléter la contribution réelle d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

Q3. ***Pouvez-vous, en réponse à ce questionnaire, présenter des éléments d'analyse d'une méthode d'estimation de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance ?***

Energy Pool est séduite par la force et la rigueur du modèle stochastique qui a été évoqué jusqu'à présent et dont les principaux éléments seront présentés en détail par RTE le 28 mars prochain. Ce modèle est en effet à même de discriminer très précisément les différentes capacités afin de leur affecter une puissance normative de certification en rapport avec la réduction du risque de

défaillance généré par ladite capacité. Néanmoins, comme nous l'avons précisé lors du précédent questionnaire, nous pensons que ce modèle est trop complexe à mettre en œuvre et qu'il pourrait :

- Etre l'origine d'une barrière à l'entrée significative pour des acteurs de petite taille ;
- Générer un réel manque de lisibilité pour les acteurs non avertis, et notamment certaines catégories de consommateurs, alors même qu'un des objectifs du mécanisme de capacité est d'inciter ceux-ci à maîtriser leur consommation « aux pics » (de l'indicateur de « tension pour le système ») ;
- Ne pas refléter ou se trouver trop éloigné de la réalité des risques de défaillances rencontrés l'année N de livraison.

Energy Pool pense en revanche que le modèle stochastique n'est pas à mettre aux oubliettes, loin de là. En effet, il peut et même doit servir à calibrer les différents paramètres du modèle simplifié (cf réponse à Q4). Si bien d'ailleurs que si on devait appliquer le modèle simplifié sur une base « capacité par capacité » (ou site par site), on retomberait naturellement sur le modèle stochastique. Ainsi, en partant d'une base simple permettant aux acteurs du marché de bien s'approprier le fonctionnement du mécanisme, on pourra graduellement l'enrichir tout en conservant une même logique mais en étant de plus en plus précis pour s'approcher au mieux de l'optimum, en s'assurant par une analyse coûts-bénéfice qu'il s'agit du bon niveau de détail.

Q4. ***Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution réelle d'une capacité à la réduction risque de défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ?***

Energy Pool propose une approche simplifiée où la contribution d'une capacité est estimée à partir de sa disponibilité réelle pendant la période de pointe PP2 et selon la méthode de calcul suivante :

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

- $P_{Nominale}$: Puissance mise à disposition par la capacité sur les marchés durant la pointe PP2.
- F_{DISP} est le facteur de disponibilité constatée de la capacité durant la pointe PP2 (pour plus de simplicité, nous proposons qu'il soit linéaire, mais on pourrait envisager de pondérer la disponibilité sur des heures « compte-double »).
- F_{TECH} est 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 (commandabilité, préavis et durée d'activation) : un tel paramètre pourrait être calculé par segment (par exemple par technologie) à l'aide du modèle stochastique et d'une approche moyennée (ou médiane).
- T_{cs} est le coefficient de sécurité ou 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). Il pourrait être également estimé sur la base du modèle stochastique et par segment (abaque).

Pour les capacités non-dispatchables (éolien / solaire), la méthode exposée ci-dessus s'applique également. La moyenne historique de production de ses capacités pendant PP2 sera corrigée du facteur technique de manière à sanctionner le caractère aléatoire / non-pilotable de ces capacités.

Q5. ***Compte tenu du fait que le niveau de capacité certifié est basé sur la disponibilité prévisionnelle pendant la période de pointe PP2, comment la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2 doit-elle être prise en compte ? Quels résultats sur la disponibilité constatée doit donner lieu à la comptabilisation d'un écart non nul pour cette capacité ?***

La disponibilité constatée en moyenne sur les heures de PP2 doit être prise en compte pour calculer la contribution définitive d'une capacité au risque de défaillance. Ce calcul doit se faire ex-post et contribuera au bilan à l'échelle du RPC.

Comme dit en Q4 (Définition de F_{DISP}), une pondération des heures pourrait être mise en place, mais nous pensons qu'au démarrage ceci introduirait une trop grande complexité.

Le constat d'une disponibilité significativement plus faible ou plus importante (la mise en place d'une tolérance à l'échelle de la capacité individuelle restant à discuter) par rapport à la disponibilité prévisionnelle à l'échelle d'une capacité certifiée doit donner lieu au calcul de l'écart (Puissance Manquante et/ou Puissance Supplémentaire).

Les écarts constatés seront en compte dans le calcul de l'équilibre à l'échelle du Périmètre de Certification et pourront également être utilisés au moment du renouvellement du contrat de certification pour l'année de livraison suivante.

Q6. ***Dans quelle mesure le niveau de capacité certifié, résultant de la méthode de certification, pourrait-il s'écarter de l'estimation de la contribution au risque de défaillance d'une capacité, et pour quelles raisons ? Quelle est selon vous l'influence de la typologie de PP2 sur ce point ?***

Le niveau de capacité certifié peut, par une approche théorique qui consiste à apprécier le risque défaillance sur la base d'une modélisation de l'équilibre offre-demande plusieurs années à l'avance conduire à un écart avec le niveau de disponibilité constaté sur PP2. Cet écart est lié au fait qu'il n'y a pas de rebouclage avec la situation réalisée sur PP2 l'année de livraison. Aussi une capacité indisponible (arrêt fortuit par exemple) pendant PP2 pourrait par cette méthodologie se voir attribuer une garantie de capacités non nulle.

A l'inverse le choix d'une approche basée sur les situations réelles (calcul de la disponibilité constatée ex-post pendant PP2) évite la génération de tels écarts.

Par ailleurs, le fait de travailler par segments va introduire des simplifications qui éloignent la mesure du niveau de capacité certifié de la contribution au risque de défaillance, mais la segmentation devra être mise en place pour s'assurer que cette simplification a un impact du second ordre.

Contrôle des capacités

Les modalités de contrôle de la capacité sont prévues par le contrat de certification, ainsi que par le contrat entre gestionnaire de réseau de distribution et exploitant pour les capacités raccordées au réseau de distribution.

Q7. ***Comment s'assurer qu'une capacité est effectivement disponible, donc activable, pendant la période de pointe PP2 ?***

En ce qui concerne **les capacités de production centralisées reliées au RPT**, cette problématique est relativement simple :

- Un nombre significatif d'entre elles sont supposées produire au cours de périodes de tension PP2, notamment du fait de l'incitation prix du marché lors de ces périodes.
- Ces capacités font l'objet d'une publication (« transparence UFE ») de leur disponibilité réelle et prévisionnelle.
- Un sous-ensemble est astreint aux services systèmes ou à la mise à disposition de la puissance modulable sur le mécanisme d'ajustement.

Le contrôle de la disponibilité peut se faire à notre sens par le suivi :

- Des programmes de marche et de réserves (primaire et secondaire) des centrales
- Des offres d'ajustement (implicites) associées à ces centrales le cas échéant.

Du point de vue d'Energy Pool, ce contrôle s'apparente au contrôle RTE actuel du respect de l'article L 312-12 du code de l'énergie obligeant les producteurs reliés au RPT à mettre à disposition leurs capacités disponibles sur le Mécanisme d'Ajustement.

En ce qui concerne **la production reliée au RPD**, aucune obligation actuelle de réaliser un programme de marche et/ou de mettre à disposition sa capacité disponible sur le Mécanisme d'Ajustement.

La certification d'une capacité reliée au RPD (la plupart étant a priori certifiée de manière groupée, voir plus loin, Q18 et Q19) pourrait être assortie de l'obligation de transmettre à RTE :

- Un programme de marche agrégé, pour les moyens reliés au RPD programmables.
- Un programme de prévisions pour les moyens reliés au RPD non dispatchables (éolien /solaire / fil de l'eau).
- Une mise à disposition sur le Mécanisme d'Ajustement des capacités disponibles non programmées, a minima sur la période PP2.

Cette obligation doit néanmoins être concertée avec les petits producteurs et Energy Pool ne se prétend pas expert sur le sujet. Le contrôle de la disponibilité serait alors fait, comme pour le RPT sur la base du suivi des programme de fonctionnement et des offres mises à disposition sur le MA.

En ce qui concerne **les capacités d'effacement**, Energy Pool propose de mesurer leur disponibilité de la façon suivante :

- Par son activation effective dans le cadre d'un programme d'effacement déclaré dans le mécanisme NEBEF ou un équivalent, si celui-ci voit le jour.
- Par la disponibilité d'une offre (et ou la réalisation d'un ordre) sur le mécanisme d'ajustement, avec des paramètres d'offre (CUO) compatibles avec le contrat de certification de la capacité. En outre le contrôle de la disponibilité des moyens d'effacement pendant PP2 sur le Mécanisme d'Ajustement pourra s'appuyer sur l'analyse de la consommation des capacités effaçables. Cette dernière devant être en a minima égale à la capacité effaçable garantie.

Comme annoncé en préambule, Energy Pool rappelle qu'il existe un intérêt notable à considérer des capacités agrégeant des technologies hétérogènes mais complémentaires, regroupées dans un ensemble qu'on peut nommer sous le terme générique de **Virtual Power Plant**. Une lecture « ouverte » de l'article 10 du décret permettrait de rattacher ces capacités à ce cas. Energy Pool fera des propositions concrètes sur ce sujet dans le courant du mois d'avril, notamment pour ré-insister sur la valeur d'une agrégation EnR + effacement, de même que pour EnR + Stockage.

Q8. *Faut-il prévoir des tests d'activation ? Le cas échéant :*

Energy Pool **ne considère pas qu'il soit indispensable de mettre en place des tests d'activation**, et en revanche qu'un certain nombre de contrôles hors activation peuvent servir à trier les capacités réelles des éventuelles capacités fantômes :

1) Au moment de la certification :

- Pour une capacité existante le contrôle de l'état de la capacité, de son couplage au réseau et de son historique de fonctionnement au moment de la délivrance du contrat de certification peut permettre de réaliser un premier filtre.
- Energy Pool propose en outre la mise en place d'un test d'activation optionnel à la certification afin de valider l'effectivité d'une capacité existante (cette option pourrait être notamment utilisée pour les capacités dont le prix variable est réputé haut).

2) Au cours de l'année de livraison :

- Les capacités activées dans le cadre des marchés de l'énergie ne nécessitent en aucun cas d'un test d'activation, le mécanisme de pénalités à l'échelle du périmètre de certification devant suffire à assurer un bon comportement des acteurs.
- Seules les capacités qui n'auraient pas été activées une seule fois depuis le début de la période de livraison, pourraient donner lieu à un test d'activation par RTE sur des périodes de disponibilité renseignées par l'exploitant de capacités (offres sur le Mécanisme d'Ajustement). Energy Pool propose que ce test d'activation ne soit pas systématique (trop coûteux) mais pourrait être organisé par RTE de manière aléatoire sur un échantillon de capacités qualifiées comme douteuses par RTE.

Par ailleurs, il semble opportun de mettre en place un régime de dérogation pour des capacités qui seraient en mesure de prouver leur disponibilité/activabilité sans passer par de tels tests. Ainsi, par exemple, pour des capacités d'effacement, un acteur pourrait démontrer la disponibilité d'une capacité en montrant la puissance consommée (sous-mesure) d'un processus réputé effaçable (rattaché à une fiche de « processus effaçable »). Cet exemple est conçu par opposition à une capacité dont le caractère effaçable est très intrinsèquement lié au foisonnement entre sites et qui est difficile à démontrer sans une très forte expertise qui est la marque de fabrique des agrégateurs.

a. Ces tests doivent-ils programmés, ou aléatoires ?

Tels que définis ci-dessus, les tests ne peuvent être qu'**aléatoires**, mais sur une plage de temps annoncée disponible préalablement par l'exploitant de capacité au cours de l'année de livraison (offre de disponibilité sur le mécanisme d'ajustement).

Des tests totalement programmés, n'excluraient que les capacités fantômes pures, enfin si la plage de test devait être trop large (potentiellement à tout moment de l'année de livraison), ceci ne

permettrait pas de révéler l'effectivité de la capacité potentiellement volontairement non disponible en dehors de PP2.

b. Combien de tests doivent être prévus pour une année de livraison donnée?

Un seul test d'activation par année de livraison est suffisant à vérifier les paramètres techniques d'une capacité non activée sur les marchés.

Energy Pool souhaite insister sur le nécessaire caractère exceptionnel de tels tests d'activation pour plusieurs raisons :

- Ces tests sont coûteux à mettre en place, tant pour RTE en tant qu'organisme certificateur (coûts de gestion) que pour les exploitants de capacité et les responsables de périmètre de certification.
- L'activation de capacités « de pointe » en dehors d'une réelle tension est une désoptimisation du système, ce qui est contraire aux objectifs du mécanisme de capacité qui a vocation à donner des signaux pertinents aux acteurs du système électrique afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement et la disponibilité de capacités flexibles au meilleur coût.
- De même, rendre disponible des capacités uniquement pour des tests en dehors d'une période de tension forte pour le système constitue également une désoptimisation.

Par ailleurs, si le signal prix et le régime de pénalité sont correctement construits, un acteur aura plus intérêt à procéder à un rééquilibrage de ses capacités que de prétendre détenir des capacités.

- En cas de surcapacité globale du marché, les prix seront faibles et l'enjeu de tricher le sera également. A la limite les tricheurs gagneront peu et le système n'y perdra pas beaucoup si le volume de capacité réel est suffisant.
- En cas de sous-capacité globale, la probabilité de devoir être activé en conditions réelles devient importante et l'éventuel petit volume de capacités fantômes sera alors rapidement identifié.

c. Quelles seraient les conséquences d'une/de défaillance(s) aux tests ?

La défaillance d'une capacité à un test d'activation ne doit pas avoir pour conséquence directe et systématique le retrait du certificat associé mais doit pouvoir être rattrapée par un autre test « réussi ».

L'équilibre entre la rareté des tests (afin de limiter au maximum les coûts induits pour le système) et de ne pas en faire un couperet (afin de ne pas exclure ou surpénaliser une capacité devant supporter un incident fortuit alors qu'elle aurait été disponible lorsque cela aurait été réellement utile) est un des points d'arbitrage fort du mécanisme de capacité.

Energy Pool suggère qu'en cas d'échec d'un test, il soit proposé à l'acteur défaillant un choix de type « quitte ou double » :

- Soit l'acteur et jugé défaillant et se soumet à la pénalité nominale (révision du contrat de certification et de la puissance associée ; paiement d'une pénalité fixée en fonction du prix de marché et de la puissance manquante).
- Soit l'acteur demande un second test qui, s'il est réussi, a la même valeur que le premier test mais, en cas d'échec, donne lieu à une pénalité significativement plus forte (double).

- L'acteur a droit de rejouer une troisième fois à quitte ou double, mais avec une pénalité financière très forte, assortie d'une exclusion (de la capacité voire de l'acteur).

Dans tous les cas, l'échec à un test d'activation pendant une période de disponibilité PP2 entraînera la dégradation de la disponibilité constatée.

d. Ces tests s'appliqueraient-ils à l'ensemble des capacités (capacité de production et d'effacement) ? Des capacités peuvent-elles être dispensées de tests ? Si oui, lesquelles et pour quelles raisons ?

Comme mentionné plus haut, les tests s'appliqueraient de manière indistincte entre capacités d'effacement et de production, mais uniquement pour des capacités n'ayant pas fait l'objet d'une activation sur une période donnée, ce qui limitera de fait très fortement l'ensemble de capacités soumises à des tests.

Il conviendra néanmoins pour les capacités ayant déjà fait l'objet d'une activation de contrôler l'effectivité de la disponibilité des capacités au-delà de la date d'activation afin d'éviter des comporter abusifs d'acteurs.

De fait, les capacités fatales et/ou non-commandables seraient évidemment dispensées de tests.

e. Quelles seraient les modalités de financement de ces tests ?

Il n'est pas souhaitable que les tests d'activation ne soient pas rémunérés ou rémunérés à un prix fixe « faible », car cela créerait une distorsion ponctuelle des marchés « energy » de l'électricité, voire de l'énergie en général. Pour cette même raison, le volume de capacités testées doit rester faible.

Si rémunération il doit y avoir, il serait inéquitable de l'asseoir sur les prix de marché car, pour une capacité dont le coût d'activation serait élevé (mais raisonnable) :

- Soit on attend que les prix de marchés soient suffisamment élevés pour être en rapport avec les coûts d'activation, mais alors cela peut nécessiter une disponibilité sur une longue période (ce qui génère des coûts), soit rendre improbable la réalisation effective du test (ce qui est contraire à l'objectif de réaliser un test d'activation).
- Soit on active à un prix « du moment », mais alors on va générer une perte pour l'exploitant de capacité qui est difficilement justifiable.

C'est pourquoi Energy Pool propose une rémunération des activations à un prix qui soit lemaximum de deux valeurs : 1) un prix fixé à l'avance correspondant au coût d'activation réel de la capacité (et donc variable capacité par capacité) et 2) d'un prix réputé supérieur aux prix de marché du moment, (par exemple 150€/MWh si les prix de marché sont à 80-100, l'idée étant d'être suffisamment au-dessus du prix de marché pour ne pas distordre celui-ci) :

- Ceci incite le gestionnaire à limiter les tests aux seules capacités réellement douteuses.
- Ceci permet au détenteur de capacité d'en faire une opération « blanche » (rémunération supérieure ou égale au coût)
- Ceci ne vient pas créer trop de distorsions sur le marché (impact sur le prix uniquement lié à un effet volume).

Ce coût serait supporté par le système en lui-même, en l'ajoutant aux coûts de gestion du mécanisme.

Q9. ***Le calcul du niveau de capacité certifié se base sur la disponibilité prévisionnelle pendant PP2, communiquée par l'exploitant. Faut-il prévoir un encadrement de la disponibilité prévisionnelle pendant PP2 de la capacité ? Si oui, lequel ?***

Energy Pool suggère que la disponibilité prévisionnelle ne soit pas encadrée au lancement du mécanisme, afin de laisser aux exploitants de capacités la liberté de développer leurs scenarii de disponibilité sans contraintes, au regard de la connaissance fine qu'ils ont de leur capacité et qu'un acteur central comme RTE ne peut pas avoir dans les volumes envisagés.

L'incitation à une bonne mesure de la disponibilité prévisionnelle doit venir principalement du régime de rémunération et de pénalités des capacités en cas de défaillance, avec en complément une possibilité de moduler les garanties financières demandées aux responsables de périmètre de certification en fonction de la qualité de leurs prévisions et même une possibilité d'exclusion en cas de volonté manifeste de surestimer fortement la disponibilité d'une capacité.

Si d'aventure il s'avérait après deux ou trois exercices que des écarts très significatifs sont constatés pour une part importante du parc de capacités, un encadrement de la disponibilité prévisionnelle pourra être mis en place, filière par filière et technologie par technologie.

Q10. ***Le calcul du niveau de capacité effectif intègre la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2. Comment mesurer la disponibilité d'une capacité de production et d'effacement pendant PP2 ?***

La réponse à cette question a été détaillée en Q7.

Demande de certification et contrat de certification

Tout exploitant d'une capacité, ou une personne mandatée par lui, présente, pour chaque année de livraison une demande de certification de sa capacité, avant une date déterminée en fonction des caractéristiques techniques de la capacité et, pour une capacité nouvelle, de l'état d'avancement d'un projet.

Si l'exploitant d'une capacité existante, non encore certifiée pour une année de livraison donnée, prévoit que celle-ci fermera d'ici là, il transmet au gestionnaire de réseau de transport ou de distribution auquel est raccordée sa capacité, avant la date limite de demande de certification, un avis de fermeture de capacité. Cet avis mentionne la date prévue pour la fermeture, et le caractère définitif ou non de la fermeture.

Niveau de capacité certifié et garanties de capacité

Q11. ***Quelle maille unitaire doit être retenue pour transcrire le niveau de capacité certifié en garanties de capacité ?***

Energy Pool propose de retenir une maille unitaire de 0,1 MW pour les garanties de capacité (le produit fongible échangeable sur le marché sera donc à cette maille, ce qui lui donnera un ordre de grandeur de prix de quelques milliers d'euros). Ceci est cohérent avec la maille unitaire d'échanges des blocs NEBEF.

Capacités existantes

Q12. ***Quelles sont, selon vous, les caractéristiques techniques des capacités à prendre en compte pour la différenciation des dates limite de demande de certification? En conséquence, comment définir les dates limite de demande de certification pour une année de livraison donnée ?***

Pour la différenciation des dates limite de demande de certification, il convient de séparer les capacités existantes des capacités nouvelles.

Energy Pool est favorable :

- Pour les capacités existantes (production et effacement) : à une date limite de certification **3 années à l'avance**. Sera considéré comme capacité d'effacement existante, toute capacité d'effacement ayant donné lieu à un contrat commercial entre un opérateur d'effacement et le prioritaire du site trois années avant l'année de livraison en question. Concernant les sites de consommation ne travaillant pas avec un agrégateur, ce critère ne peut pas être utilisé, il convient donc d'utiliser un critère différent comme par exemple la participation de la capacité à un mécanisme (MA, NEBEF, etc.).
- Pour les capacités nouvelles :
    - De Production : à une date limite de certification correspondant à la date de décision ferme de construction de la capacité (signature du contrat de Génie Civil par exemple).
    - D'effacement : à une date limite de certification positionnée 15 jours après signature d'un contrat d'effacement et jusqu'à la fin d'une année de livraison. La certification pourra être ainsi réalisée de manière continue **jusqu'à la fin de l'année de livraison**.

Il conviendra néanmoins que la certification ne soit plus obligatoire pour les capacités nouvelles à compter du début de l'année de livraison.

Energy Pool tient à alerter sur le fait que ces dispositions doivent être paramétrées de sorte que le dispositif de sécurisation ne soit pas déclenché de manière indue, car ce dispositif est de nature à introduire une très forte distorsion dans le marché de capacité.

Q13. ***Ce choix vous semble-t-il assurer le développement d'actions de maitrise de consommation à la pointe ?***

Le fait de pouvoir certifier au plus proche de l'année de livraison et/ou au cours de l'année de livraison des capacités est de nature à favoriser le développement d'actions de maîtrise de consommation à la pointe, capacités qui sont par nature plus rapides à mettre en œuvre que des capacités centralisées de production, notamment en comparaison au délai de développement de centrales thermiques de pointe par exemple. Ceci nous semble un dispositif vertueux répondant aux objectifs fixés par le décret.

Cette possibilité de certification « proche du temps réel » permettra par ailleurs de régler le sort des « grosses capacités d'effacement » dont la possibilité d'agrégation est réduite par le décret (contrat de certification à l'échelle du site). Etant donné les impacts de la conjecture économique sur la

disponibilité d'un site industriel à l'effacement, la possibilité d'une certification à une période proche de l'année de livraison (ou en cours d'année de livraison) est indispensable.

Q14. ***Selon vous, comment définir un cas de fermeture définitive de capacité ? Comment définir un cas de fermeture non définitive d'une capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture non définitive de capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture définitive de capacité ?***

En ce qui concerne une capacité d'effacement mono-site (contrat de certification associé à un unique site), la fermeture définitive correspond soit à la fermeture du site et/ou son démantèlement, soit à l'arrêt/fermeture du process effaçable du site.

En ce qui concerne une capacité d'effacement multi-sites (contrat de certification associé à un ensemble de site), la notion de fermeture définitive a peu de sens car difficilement applicable à un ensemble de sites : un agrégateur pourra toujours remplacer une capacité sortante de son portefeuille par une capacité équivalente.

Q15. ***Pour une capacité ayant donné lieu à une fermeture non définitive sur une année de livraison : faut-il encadrer de façon spécifique la certification sur les années de livraison ultérieures ?***

Le risque afférent à une fermeture non définitive d'une capacité est plus lié à des problématiques de marché (rétention de capacité), qu'à des problématiques purement techniques. Dans le cas d'une capacité d'effacement, par exemple, il peut s'agir d'une période d'activité particulière pour un site (mise aux normes, activité saturée ou au contraire totalement arrêtée, etc.).

Aussi, une fermeture non définitive doit avant tout déclencher une alerte au niveau du régulateur, pour que celui-ci s'assure qu'il n'y a pas de risques de manipulation des marchés plutôt qu'au niveau des instances de certification.

Si une capacité fermée pour une année de livraison donnée venait à devoir prolonger sa fermeture pour des raisons qui lui sont propres, son responsable de périmètre de certification pourra alors procéder à un rééquilibrage, qui est une procédure de souplesse qui est sanctionnée (impact en cas d'écart sur le périmètre de certification).

Bien entendu, si cette pratique devait se multiplier à un moment où un autre sans raison réelles, il conviendrait de mettre en place un encadrement plus strict.

Capacités nouvelles

Q16. ***Quelle(s) étape(s) d'un projet de capacité nouvelle vous semble-t-il pertinent de retenir pour définir la date limite de demande certification ?***

De manière à garantir le développement de nouvelles capacités, il faut s'assurer que celles-ci puissent bénéficier d'un revenu de capacité dès leur mise en service, et ceci avec une visibilité suffisamment importante. Aussi il conviendra qu'un exploitant d'une nouvelle capacité puisse, s'il le souhaite, disposer de certificats plusieurs années à l'avance :

- La certification d'une nouvelle capacité d'effacement pourra être réalisée sur la base du plan de développement commercial de l'agrégateur / offreur de capacité, dont le bon déroulement pourra être vérifié / validé par RTE à plusieurs étapes du projet.
- La certification d'une nouvelle capacité de production pourra elle être mise en œuvre à partir de la décision finale de construction de la capacité (signature d'un contrat de Génie Civil ou du financement, Energy Pool laisse les spécialistes se prononcer).

Q17. ***Quel(s) montant(s) de dépôt de garantie proposez-vous en conséquence ?***

Le dispositif de pénalités prévu à l'article 14 est suffisamment incitatif pour responsabiliser les acteurs, aussi le dépôt d'une garantie bancaire paraît inutile et non souhaitable pour les acteurs prenant le risque d'investir dans de nouvelles capacités. La mise en place d'une telle disposition serait de nature à former une barrière à l'entrée non négligeable pour les petits acteurs, pourtant vecteurs d'initiatives importantes en termes de maîtrise de la consommation à la pointe.

Energy Pool tient à signaler que l'application de Bâle III va rendre l'utilisation de garanties bancaires très contraignante, dans la mesure où les banques émettrices devront mobiliser des capitaux propres pour ce faire, avec des coûts conséquents, pour ne pas dire prohibitifs. Energy Pool recommande par conséquent un système assurantiel, qui semble plus approprié, sachant que ceci plaide pour une simplicité du mécanisme permettant aux assureurs d'estimer correctement les risques couverts.

Capacités dont la contribution au risque de défaillance est réduite

Q18. ***Selon vous, quels doivent-être les paramètres techniques qui permettent de distinguer les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite ?***

Le paramètre technique qui permet de distinguer les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite, est, selon Energy Pool la puissance nominale individuelle d'une capacité (puissance produite ou effaçable d'un site).

Q19. ***Quel doit-être le seuil en puissance à partir duquel la demande de certification de ces capacités n'est recevable que de manière groupée ? Dans ce cas, qui doit être l'émetteur de la demande de certification ?***

Le seuil de puissance normative de certification à partir duquel la demande de capacités n'est recevable que de manière groupée peut être égal à 10 MW en conformité avec le seuil d'éligibilité au Mécanisme d'Ajustement et ceci afin de limiter les coûts de certification pour la collectivité.

L'émetteur de la demande de certification doit être l'opérateur de ces capacités agrégées (agrégateur associé) encore appelé exploitant de capacité.

Ecart au périmètre du responsable de périmètre de certification

Pour chaque année de livraison, le GRT notifie, à chaque RPC, le montant de son écart, défini comme la différence entre la somme des niveaux de capacité effectifs à son périmètre, et la somme des

niveaux de capacité certifiés à son périmètre ; le cas échéant, les volumes de rééquilibrage effectués pour certaines capacités du périmètre de certification et le montant de son règlement financier.
Le règlement financier dû par le RPC est requis au titre de l'article L 335.2 du code de l'énergie, lorsque le niveau de capacité effectif est inférieur au niveau de capacité certifié, à la maille de son périmètre.

NB : Energy Pool a développé une proposition plus évoluée de sa position sur le règlement financier, par rapport au questionnaire n°1. Cette évolution est présentée en 3 « Complément sur le règlement financier : limiter les effets de seuil ».

Q20. ***Selon vous, quelles doivent-être les périodes durant lesquelles les demandes de rééquilibrage sont recevables ? Quel doit être le nombre de demandes de rééquilibrage acceptable? Quelles doivent-être les autres conditions d'une demande de rééquilibrage ? Considérez-vous que les modalités de rééquilibrage doivent être différenciées selon le type de capacité ?***

En respect de l'article 13.1 et en corrélation avec la date limite de rééquilibrage côté fournisseur, Energy Pool propose que les demandes de rééquilibrages de la part d'un responsable de périmètre de certification soient recevables **jusqu'à la date limite de cession des garanties de capacité** pour l'année de livraison concernée, mais ceci **sans effet rétroactif**. Un rééquilibrage ne doit pas devenir un instrument d'équilibrage ex-post mais servant uniquement à modifier une évolution significative de **la disponibilité prévisionnelle** d'une capacité ayant un effet à l'échelle d'un périmètre de certification.

Il ne paraît pas utile de limiter le nombre de demandes de rééquilibrage acceptable par Responsable de périmètre de certification, a minima dans une première étape du mécanisme de capacités. La révélation de comportements abusifs qui viendraient fausser les indicateurs de marchés et la bonne visibilité des acteurs pourraient donner lieu à la limitation de ce paramètre.

Par ailleurs Energy Pool souhaite noter la nécessité qu'un responsable de périmètre de certification puisse s'équilibrer par l'achat de garanties de capacités dans le cas où sa disponibilité constatée à l'issue de PP2 serait inférieure à la puissance certifiée, ceci avant d'être soumis au régime des pénalités.

Q21. ***Selon vous, est-il nécessaire de tolérer une marge d'écart au périmètre du RPC ? Dans quelle mesure les modalités de rééquilibrage ne permettraient-elles pas l'estimation plus fine du niveau de capacité certifié d'une capacité ?***

Oui, le contrôle au périmètre du RPC doit tenir compte d'une bande de tolérance autour de la disponibilité prévisionnelle annoncée lors de la certification, potentiellement définie plusieurs années à l'avance. Pénaliser fortement tout écart à la disponibilité prévisionnelle reviendrait à inciter une prise de marge de l'exploitant par rapport à sa disponibilité (= annoncer une disponibilité prévisionnelle plus faible) ce qui conduirait probablement à un surdimensionnement des capacités par rapport au niveau nécessaire.

La mise en place d'une bande de tolérance ne signifie pas pour autant l'absence de pénalités mais Energy pool propose des pénalités faibles dans la mesure où l'écart ne sort pas de la bande de tolérance.

Les modalités de rééquilibrage peuvent permettre uniquement une estimation plus fine du niveau de capacité certifié si la date limite de rééquilibrage est suffisamment proche de l'année de livraison.

Notons que l'écart tel qu'il est décrit dans le décret doit être complété. En effet, l'écart pertinent est le suivant :

Capacité certifiées (prévisionnelles) – Capacités réalisées (effectives) – Garanties détenus par le RPC

Le responsable de périmètre de certification est évidemment soumis à une offre publique de vente sur ses garanties de capacité, mais il doit être possible d'utiliser des garanties de capacité pour rééquilibrer un périmètre APRES une défaillance sur PP2, sans passer par le processus de rééquilibrage qui n'a alors plus aucune valeur.

Q22. ***Le cas échéant, comment traduire cette marge de tolérance sur le règlement financier ? Comment éviter l'arbitrage entre l'écart toléré et le rééquilibrage ?***

Le règlement financier lié au rééquilibrage (soit le prix unitaire de rééquilibrage) doit être dimensionné de telle sorte à inciter la déclaration des aléas de disponibilité sur une capacité certifiée.

Q23. ***Selon vous, la non-commandabilité de certaines capacités doit-elle être prise en compte dans le calcul de l'écart de ces capacités et dans leur règlement financier ? Pour les capacités fatales, comment les aléas exogènes à la capacité devraient-ils pris en compte ?***

Energy Pool considère que le mécanisme ne peut pas intégrer des dérogations spécifiques à des capacités ne pouvant pas être pilotées.

La non-commandabilité de certaines capacités sera pris en compte dans le processus de certification et dans le processus de calcul de la contribution réelle ex-post à travers le coefficient $\mathbf{F_{TECH}}$ représentant la flexibilité de la capacité (cf formule proposée à la question Q4).

Pour les capacités fatales, les aléas exogènes à la capacité auront un impact sur sa disponibilité réelle pendant PP2, ils se verront néanmoins atténués par le coefficient $\mathbf{F_{TECH}}$.

Q24. ***Quelles sont les conséquences d'une marge de tolérance sur l'écart en termes de sécurité d'alimentation ?***

La prise en compte d'une marge de tolérance doit impacter le coefficient de sécurité relatif à la détermination de l'obligation, pour intégrer cette incertitude.

3. Complément sur le règlement financier : limiter les effets de seuil

Présentation de la méthode

Energy Pool a jusqu'à présent proposé de gérer le règlement financier, tant des écarts fournisseurs par rapport à leurs obligations que des responsables de périmètre de certification par rapport à leur engagement en capacité, à l'aide de matrices.

Nous considérons cependant que la mise en place de matrices est susceptible de générer des effets de bord peu souhaitables. C'est pourquoi nous proposons ci-dessous un modèle à même de limiter de tels effets.

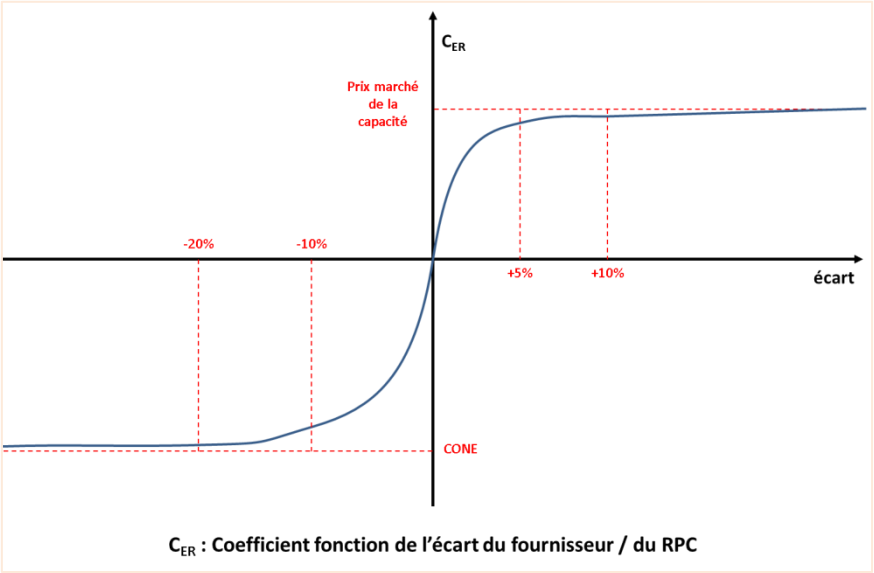
Le principe est de déterminer le règlement financier RF_A de l'acteur A en fonction du volume en écart et de deux coefficients :

- Le volume d'écart V_A de l'acteur A, en valeur absolue d'un nombre de MW normatif d'obligation ou de capacité certifiée.
- Un coefficient d'écart global C_{EG}, fonction continue de l'écart du système, à 1 et plate proche de zéro,
- Un coefficient d'écart $C_{ER}(E_A)$, propre à l'écart de l'acteur A, fonction continue de l'écart propre à l'acteur. Ce coefficient étant homogène à des €/MW.

$$RF_A = V_A \times C_{EG} \times C_{ER}(E_A)$$

Illustration

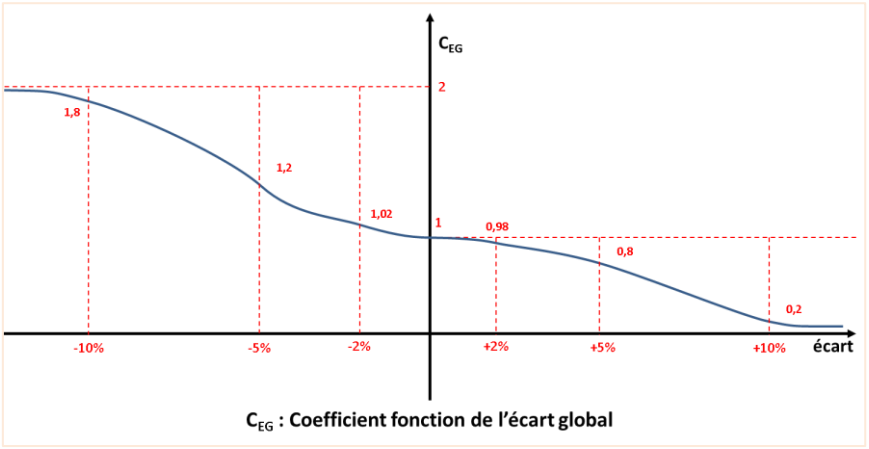
La courbe de la fonction C_{ER} aurait la forme suivante :



C_{ER} : Coefficient fonction de l'écart du fournisseur / du RPC

Avec une pente forte et symétrique proche de zéro, une asymptote à l'infini négatif du CONE (défini plus loin) et une asymptote à l'infini positif au prix de marché de la capacité. Les pourcentages d'écart présentés sur ces courbes n'ont pas fait l'objet d'études précises par Energy Pool et ne sont donné qu'à titre illustratif. Des simulations et une approche théorique devront déterminer ces paramètres pour les rendre optimaux.

La courbe de la fonction C_{ER} aurait la forme suivante :



C_{EG} : Coefficient fonction de l'écart global

L'ensemble des paramètres présentés ici doit être considéré comme illustratif. Les principes importants sont :

- D'avoir une courbe très plate près de zéro et dans la « marge de tolérance », fixée ici à 2%
- D'avoir une progression plus rapide mais pas totalement punitive dans la seconde bande de marge, fixée ici à 5%
- D'avoir ensuite une progression très rapide en dehors de cette bande dans la mesure où, au moins pour les négatifs, la situation n'est pas acceptable
- Et enfin une asymptote respectivement à hauteur d'une valeur jugée suffisamment punitive (par exemple 2) dans les négatifs et incitative à (zéro), ces zones ne devant en principe jamais être atteintes.

Quantitativement, ceci pourrait donner la situation suivante (illustration RPC) :

Prix de marché 25 k€/MW — **CONE 60k€/MW**

			Position globale du système			
			Système fortement déficitaire	Système faiblement déficitaire	Système faiblement exécentaire	Système fortement exédentaire
			1,8	1,01	0,99	0,2
Position du RPC	RPC très exécentaire 50	0,98 x Prix de marché 0,98	50 x (1,8 x 0,98 x Prix de marché) 2 205	50 x (1,01 x 0,98 x Prix de marché) 1 237	50 x (0,99 x 0,98 x Prix de marché) 1 213	50 x (0,2 x 0,98 x Prix de marché) 245
	RPC excédentaire 5	0,7 x Prix de marché 0,7	5 x (1,8 x 0,7 x Prix de marché) 158	5 x (1,01 x 0,7 x Prix de marché) 88	5 x (0,99 x 0,7 x Prix de marché) 87	5 x (0,2 x 0,7 x Prix de marché) 18
	RPC faiblement déficitaire -5	0,7 x CONE 0,7	-5 x (1,8 x 0,7 x CONE) -378	-5 x (1,01 x 0,7 x CONE) -212	-5 x (0,99 x 0,7 x CONE) -208	-5 x (0,2 x 0,7 x CONE) -42
	RPC fortement déficitaire -50	0,98 x CONE 0,98	-50 x (1,8 x 0,98 x CONE) -5 292	-50 x (1,01 x 0,98 x CONE) -2 969	-50 x (0,99 x 0,98 x CONE) -2 911	-50 x (0,2 x 0,98 x CONE) -588

Importance de l'écart physique par rapport à l'écart « papier » ?

Le mécanisme de capacité a pour vocation fondamentale de s'assurer qu'il n'y a pas rupture de l'équilibre offre-demande, qui correspond à un écart physique réel et pas théorique. Ceci militerait a priori pour une fixation du coefficient C_{EG} en fonction de l'écart global « physique » du système (en cas d'hiver doux et d'été tiède, on ne sanctionnerait ainsi pas fortement un déficit de capacité).

Cependant, ceci reviendrait selon Energy Pool à transférer une part du risque portée par les fournisseurs vers les détenteurs de capacité, en exposant ces derniers à l'aléa climatique et en ne leur apportant qu'une faible rémunération en cas d'absence d'évènement climatique dimensionnant. Or comme l'objectif du mécanisme de capacité est de favoriser les investissements, il est préférable de « lisser » ces effets climatiques en se ramenant systématiquement à température extrême de référence.

Symétrie obligation fournisseur / capacité ?

Energy Pool est favorable à une symétrie du règlement financier de sorte que les possibilités d'arbitrage et de « gaming » du système soient les plus faibles possibles. Néanmoins, une asymétrie pourrait être envisagée (par une architecture identique, mais un coefficient multiplicatif supplémentaire différent), afin de corriger d'éventuelles distorsions, particulièrement durant la phase d'établissement du marché les premières années.

Quelle est la valeur du CONE la plus efficace ?

La valeur de référence du CONE qui est généralement considérée en France est le coût fixe annuel d'une TAC Fioul (estimé à ~60k€/MW). La TAC Fioul est prise comme référence car elle est considérée comme le moyen de pointe le plus compétitif (coût fixe annuel le plus faible avec une garantie de service « variable » compatible avec le besoin de pointe).

Energy Pool considère d'une part que le besoin n'est pas uniquement « la pointe » (besoin également de moyens flexibles), mais d'autre part que le moyen « de pointe » (avec une acception « large » de la pointe ») le plus compétitif est l'effacement.

Or, ceci pose un problème de détermination de la référence car le gisement d'effacement est très varié et ne peut pas être associé à un schéma « standard » dont on pourrait déterminer les coûts et sur lequel on pourrait asseoir une valeur de référence pour le CONE.

C'est pourquoi Energy Pool propose, en lieu et place du CONE, de calibrer la « pénalité » en cas de déficit de certificats (fournisseurs)/capacité (RPC) sur la base de ce qu'on veut éviter : à savoir sur la défaillance et son coût. En l'occurrence, nous proposons de se baser sur l'Energie Non Distribuée (END) associée au risque de défaillance acceptable pour le système (les 3h) et son coût, la VoLL (Value of Lost Load).

Les estimations qui sont réalisées actuellement sur ce paramètre à partir de sondages donnent une valeur proche de celle qui est retenue sur la base de la TAC Fioul, mais elles ont le grand avantage de ne pas dépendre de la nature de la technologie « de référence » considérée.

Quelle référence de « prix de marché » de la capacité ?

Le « prix de marché » est une notion qui mérite d'être définie car, à moins d'avoir une enchère unique (chose qui serait quasiment impossible étant donnée l'architecture du mécanisme) il y aura

une multitude de prix différents, tous représentatifs d'une situation spécifique mais pas nécessairement de la situation globale agrégée.

Comme cela a pu être discuté en réunion de concertation, le caractère « marginal » du prix de référence de la capacité pour le règlement financier est fondamental, puisqu'il s'agit bien de mesurer la valeur d'un incrément de capacité dans un sens ou dans l'autre. Ceci ne signifie pas nécessairement que c'est un prix marginal qui devra systématiquement être pris en compte comme référence, par exemple pour l'intégration dans les TRV.

Energy Pool suggère que le prix de référence soit déterminé en considérant uniquement les échanges ayant eu lieu **avant** le début de l'année de livraison car c'est le dernier moment où il subsiste une incertitude réelle sur le besoin global de capacité.

Après la période de livraison des capacités, et notamment une fois que leur obligation a été communiquée aux fournisseurs, il n'y a plus d'incertitude sur le volume global, ce qui va générer des prix fortement binaires en fonction de la position globale.

Energy Pool n'est pas en mesure de préconiser à ce jour une méthodologie de détermination précise du prix de référence, mais peut néanmoins commenter quelques méthodes :

- Une moyenne des prix pratiqués pourrait être « manipulée » aisément par les fournisseurs intégrés et notamment l'opérateur historique.
- Un maximum des prix de marchés (vision marginale absolue) conduirait sans doute à une surévaluation du prix effectif.
- Une moyenne pondérée des prix marginaux (issus des différentes enchères), avec une surpondération des prix les plus proches de la date de début de l'année de livraison nous semble être une option intéressante, mais cette approche n'a guère de fondement théorique, ce qui rend arbitraire la détermination des coefficients de pondération (qui devraient être déterminés ex-ante pour ne pas ajouter une incertitude inutile, voir la fin du point suivant).

Avantages et inconvénients de ce modèle

Comme précisé plus haut, l'avantage principal de ce modèle est de limiter les effets de seuil, ce qui implique que les acteurs, tout en étant toujours incités « dans le bon sens », n'auront jamais d'arbitrages forts à réaliser portant sur des très faibles volumes.

Ce modèle a en revanche un défaut majeur qui peut le rendre incompatible avec le décret, c'est qu'il y a un risque non nul de mener à un déséquilibre du « fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs » et/ou du « fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification » si le système est en léger excédent et que tous les acteurs sont dans ce cas.

Ceci inciterait à la mise en place d'un équivalent du coefficient k du compte RE-MA (augmentant la pénalité pour déficit et réduisant la rémunération pour surplus), mais ceci n'assurerait pas l'équilibre pour une année de livraison donnée, comme le spécifie explicitement le décret, à moins de calculer ce coefficient au moment du règlement financier, ce qui introduirait un facteur de risque (ou un manque de prévisibilité) supplémentaire pour les acteurs qui serait dommageable pour le bon

fonctionnement du mécanisme (plus de risque entraînant mécaniquement une inflation des prix ou entraînant une tendance à la surcapacité).