Paris, le 18 février 2013

Réponse de Poweo Direct Energie au Questionnaire n°2 de la concertation Mécanisme de Capacité

Compte-tenu des délais extrêmement courts imposés à cette concertation, nous nous réservons le droit de revoir ultérieurement les positions exprimées ci-dessous.

Dans un souci d'efficacité du processus de concertation, il nous semblerait préférable que RTE présente l'avancement de ses propres réflexions sur les modalités d'application du décret. Ceci pourrait faire l'objet d'une présentation lors d'une réunion du groupe de travail.

Poweo Direct Energie tient à réaffirmer que l'objectif du mécanisme de capacité est de produire une valeur de capacité stable, transparente et légitime. Ces conditions sont absolument nécessaires pour assurer une participation de bonne foi des acteurs et de garantir le correct financement des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Nous tenons également à rappeler que le dispositif n'a pas pour but de contrôler la disponibilité des actifs mais à fournir des signaux d'investissement. Ainsi, une pénalisation excessive des détenteurs de capacité en cas d'indisponibilité pendant PP2 reviendrait à les pénaliser deux fois, une fois sur le marché de l'énergie et une fois via le mécanisme de capacité, alors même que le dispositif a pour but d'améliorer la rémunération des capacités de production. C'est pourquoi il est nécessaire d'apprécier la notion de disponibilité selon la **présence effective** des capacités.

Compte-tenu de la complexité de la certification des effacements, et sachant que ces derniers seront rémunérés hors du mécanisme de capacité (PPL Brottes), nous proposons que, de manière transitoire, les effacements ne fassent pas l'objet de certification.

Année de livraison et période de pointe PP1

Année de livraison

Question 1 : Pourriez-vous proposer une définition de l'année de livraison ?

Nous proposons que l'année de livraison soit définie sur l'année civile, de janvier à décembre. Ce choix est dicté i) par notre définition de PP1 (cf. ci-dessous), et ii) en cohérence avec le calendrier ARENH[1], notamment vis-à-vis des clients industriels (voir nos réponses aux questions 2 à 4).

[1] qui est calé sur des années calendaires, via les compléments de prix

Période de pointe PP1

Question 2 : Selon vous, à quelle échéance doit-être définie la période de pointe PP1 (plusieurs années à l'avance, proche de la période de livraison, sur la base des heures de plus forte consommation constatée …) ? Dans le cas où la période PP1 est définie plusieurs années à l'avance, comment le mécanisme incite-t-il, selon vous, à la maitrise de la consommation lors des périodes de pointe ? En quoi cela améliore-t-il la sécurité d'alimentation ?

Question 3 : Pourriez-vous en conséquence, proposer des critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures faisant partie de PP1 ? En particulier, et selon l'approche retenue à la question 2, jugez-vous nécessaire que les heures potentiellement dans PP1 soient signalées préalablement ? Si oui, à quelle échéance ? Sur quels critères ?

Question 4 : Selon vous, quel doit être le nombre d'heures de la période PP1 ? Ce nombre d'heures permet-il de favoriser le développement d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe ? Les consommateurs sont-ils économiquement incités à réduire leur consommation durant les périodes de pointe ?

PP1 est la période sur laquelle est calculée l'Obligation des fournisseurs, à ce titre commandera l'activation des signaux d'effacement non-certifiés. Ainsi PP1 doit donc être une période de pointe mobile, à la main de RTE, de manière de s'assurer que les effacements seront activés selon les besoins du système électrique et selon l'optimum économique.

Le placement exact des jours PP1 devra être décidé la veille pour le lendemain en fonction de la prévision de consommation France nette du fatal. On peut imaginer que la période PP1 soit constituée de 10 jours, chaque jour comportant deux plages de 4 heures de pointe, une première plage couvrant la pointe matinale historique, la seconde couvrant la pointe du soir. Une telle période de 80 heures nous semble pertinente dans la mesure où elle permet de concentrer la valeur de la capacité aux heures où la consommation nette du fatal est la plus élevée.

Nous proposons, par ailleurs, que la période d'activation de PP1 soit limitée aux mois de janvier et février, mois pendant lesquels la consommation nette du fatal est historiquement la plus élevée. Ce choix d'une période d'activation relativement concentrée dans l'année a par ailleurs l'avantage de réduire l'incertitude sur l'Obligation des fournisseurs, ce qui est bénéfique aux échanges de capacités entre acheteurs et vendeurs, et donc à la révélation d'un prix pertinent.

Un point d'attention que nous souhaiterions soulever est celui de la compatibilité de la définition de PP1 et de l'année de livraison avec les dispositions de l'ARENH. Une définition de PP1 en pointe mobile exige selon nous qu'il soit exclu que les jours PP1 puissent être étalés sur deux années ARENH, c'est-à-dire deux années civiles. Ceci impliquerait, en effet, une très importante incertitude sur l'obligation liée aux clients industriels dont les contrats sont établis eux aussi par année civile et serait tout à fait dommageable pour le développement de la concurrence sur le segment industriel. Notre proposition, qui prévoit la restriction de l'activation des jours PP1 sur Janvier et Février et définit l'année de livraison comme une année civile, évite cet écueil.

Question 5 : Selon vous, comment est-il possible de prendre en compte l'évolution du portefeuille client d'un fournisseur pendant la période de pointe PP1 ? Quelle méthode proposeriez-vous pour la prise en compte de l'évolution du portefeuille pendant PP1 et le calcul de l'obligation du fournisseur (prorata temporis, prorata dépendant du paysage de défaillance…) ?

Nous proposons d'utiliser la méthode de calcul retenue en considérant que la consommation d'un client hors portefeuille est nulle. Ceci permet la répartition la plus juste de l'Obligation d'un client entre ses différents fournisseurs pendant l'année de livraison.

Consommation constatée et Puissance de référence

Consommation constatée

Question 6 : Selon vous, quelle doit être la date limite de cession ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Question 7 : Sachant que le montant de l'obligation est notifié au moins 15 jours avant la date limite de cession, à quelle date le montant de l'obligation doit-il être notifié à chaque fournisseur ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Question 8 : Selon vous, faut-il prévoir une période d'échanges postérieure à l'année de livraison ? Si oui, quelle doit être la durée de la période d'échanges postérieure à l'année de livraison ?

Question 9 : En conséquence, quelle doit être la donnée de consommation servant de référence pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur ? Pour le télé-relevé ? Pour le profilé ? Vous paraît-il préférable de retenir une donnée intermédiaire (par exemple de type « M+3 ») pour limiter la durée d'échanges postérieure à la période de livraison ou bien au contraire privilégier une donnée définitive (par exemple de type « M+12 » voire au-delà) ?

Le calcul de la puissance de référence de chaque client doit refléter sa contribution réelle à l'augmentation du risque de défaillance. Ce principe impose que la puissance de référence des profilés soit calculée sur des Facteurs d'Usage encadrant et non de règlement des écarts.

Ainsi, conformément aux définitions de PP1 et de l'année de livraison exposées plus haut, Poweo Direct Energie fait la proposition suivante :

- Pour les clients profilés : un calcul de l'obligation basé sur la consommation réalisée sur PP1, calculée à l'aide des Facteurs d'Usage de réconciliation temporelle, disponibles dès M+6
- Pour les clients télé-relevés : un calcul de l'obligation basé sur la consommation réalisée sur PP1, disponible a maxima en M+1

Notre définition de PP1 (jours activables pendant janvier et février uniquement) permet un calcul de l'Obligation dès septembre et donc une date de limite de cession avant la fin de l'année de livraison, ce qui a l'avantage de limiter la dilution de la liquidité du marché et dans une certaine mesure d'avancer le financement des capacités, par rapport à des solutions plus tardives.

Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

Question 10 : Pourriez-vous proposer une méthode permettant d'estimer la thermo-sensibilité d'un consommateur ? Comment s'assurer que la prise en compte de la thermo-sensibilité soit la plus précise possible ? En particulier comment différencier les consommateurs résidentiels en fonction de leur thermo-sensibilité de sorte à faire porter par les consommateurs les risques qu'ils font peser sur le système électrique ?

Question 11 : Selon vous, cette thermo-sensibilité doit-elle être mesurée une fois l'année de livraison échue ou bien connue au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité ? Dans ce dernier cas, quel dispositif doit, selon vous, permettre d'assurer la cohérence entre cette définition préalable et la thermo-sensibilité réellement mesurée lors de l'année de livraison ?

Question 12 : Dans le cas de consommations profilées, proposez-vous de retenir les profils définis dans la Section 2 Paragraphe F des règles RE-MA ou bien de définir de nouveaux profils spécifiques au mécanisme de capacité ?
Question 13 : Dans le cas de consommations télé-relevées, proposez-vous d'estimer une thermo-sensibilité par consommateur ou bien d'établir des gradients de consommation normalisés au sein de classes de consommateurs à définir ? Si oui, pourriez-vous proposer des critères permettant de définir ces différentes classes de consommateurs ?

- Pour les clients profilés, l'estimation de la thermo-sensibilité doit reposer sur les gradients en place dans les règles RE-MA: ceux-ci constituent la meilleure vision disponible à date de leur thermo-sensibilité. L'amélioration continue du système de profilage aujourd'hui en place assure la pérennité de ce choix (cf. notamment les évolutions prévues au 01/07/2013).

- Pour les clients télé-relevés, une méthode devra être définie pour estimer des thermo-sensibilités normatives, par exemple par secteur d'activité. La définition de gradients normatifs permet de limiter le nombre de traitement informatique à réaliser et simplifie le dispositif.

Question 14 : Pour le calcul de la contribution d'une consommation au risque de défaillance, une méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, vous paraît-elle adaptée ?

L'approche du calcul de la contribution marginale d'une consommation au risque de défaillance via un modèle d'équilibre offre-demande probabiliste parait particulièrement intensive en calcul et ne présente pas d'avantage significatif par rapport à l'utilisation conjuguée de la thermo-sensibilité des clients d'une part et du coefficient de sécurité pour le bouclage de l'Obligation totale d'autre part.

Question 15 : Selon vous, ramener la consommation constatée à celle qu'elle aurait été à une "température extrême de référence" vous semble-t-il pertinent ? Si oui, pourriez-vous proposer une méthode pour déterminer la température extrême de référence ? Quel lien faites-vous entre la méthode de détermination de cette température extrême de référence et les méthodes de certification ? Cette température extrême de référence doit-elle être déterminée vis à vis d'une disponibilité « extrême » des capacités ou bien d'une disponibilité moyenne des capacités ?

Cette approche est simple et permet de faire porter le coût de la sécurité d'approvisionnement aux consommateurs qui contribuent le plus au risque de défaillance.

Le lien entre le choix de la température extrême de référence et les méthodes de certification n'est pas nécessaire, grâce au coefficient de sécurité.

Il semblerait naturel que la température extrême de référence soit définie comme un aléa de température représentatif de la distribution des températures France autour de la température normale pendant PP1.

Question 16 : Dans le cas où aucune des deux méthodes mentionnées ci-dessus ne vous paraît adaptée, pourriez-vous proposer une méthode permettant de faire refléter dans la puissance de référence d'un consommateur sa contribution au risque de défaillance ?

n/a

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

Question 17 : Selon vous, comment doit être corrigée la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? Un consommateur peut-il contribuer à la fois à une capacité d'effacement et à des actions de maîtrise de la consommation à la pointe ?

Question 18 : Pourriez-vous proposer une méthode d'estimation de la puissance effacée qui doit servir à corriger la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? La sensibilité des effacements à la température doit-elle être prise en compte en cohérence avec le calcul de la puissance de référence ? Si oui, comment ?

Question 19 : Si une marge de tolérance existe pour les capacités certifiées, en particulier les effacements, réciproquement une tolérance doit-elle être mise en place côté obligation pour les actions de réduction de la consommation durant PP1 ? Si non, comment assurer le 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 ?

Conformément à notre proposition de ne pas certifier les effacements de manière transitoire, nous ne présentons pas de réponse aux questions 17 à 19.

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Question 20 : Quels sont, selon vous, les "cas" à différencier pour paramétrer le règlement financier ? (système court, système long, prise en compte de l'écart des RPC…)

Question 21 : Comment déterminer le(s) prix de référence de la capacité pour le règlement du rééquilibrage en capacité du fournisseur, selon ces différents "cas" identifiés à la question précédente ?

Question 22 : Quels seraient, selon vous, les prérequis indispensables à la définition d'un prix de référence basé sur les prix de marchés ? A l'inverse, quels seraient les arguments en faveur d'une définition a priori d'un prix de règlement financier ?

Question 23 : Comment définir le prix unitaire, à partir de ce prix de référence, de sorte à inciter le fournisseur à la satisfaction de son obligation ?

Les conséquences d'un écart du fournisseur ne sont pas les mêmes selon que le système est sur-capacitaire ou sous-capacitaire et selon que le fournisseur contribue à davantage de sécurité d'approvisionnement ou qu'au contraire il la mette en péril. Les cas à différencier dans le calcul du règlement financier sont donc la longueur du système et le sens de l'écart du fournisseur.

Par ailleurs, de nombreuses incertitudes pèsent sur les fournisseurs quant à l'estimation de leur Obligation (taille du portefeuille client, consommation réalisée, emplacement des jours qui constituent PP1) : l'estimation ne peut être qu'imparfaite. Il est donc nécessaire de prévoir une tolérance dans le calcul du règlement financier permettant au fournisseur de ne pas être pénalisé en cas d'écarts faibles.

Le prix unitaire utilisé dans le règlement de l'écart du fournisseur pourrait être défini comme suit :

- Si l'écart absolu est inférieur à la tolérance : le prix unitaire est égal à la référence de prix
- Sinon,
    - Si le fournisseur est court, le prix unitaire est égal à la référence de prix majorée d'une pénalité de x%
    - Si le fournisseur est long, le prix unitaire est égal à la référence de prix minorée d'une pénalité de x%

La référence de prix est définie ci-après.

Le mécanisme de capacité a pour objectif de donner des signaux d'investissement à moyen terme aux acteurs du marché. Il s'agit donc de faire en sorte qu'il produise des prix de capacité stables, seuls à même de créer des conditions propices aux investissements dans de nouvelles capacités de production. Un prix volatil est un mauvais signal d'investissement.

Selon nous, un marché de certificats reposant uniquement sur l'Obligation des fournisseurs ne peut que produire des prix, ou nuls ou très élevés, selon que suffisamment de certificats soient disponibles pour les acteurs de remplir leur Obligation ou non. Pour éviter ceci, il nous semble nécessaire d'assoir le règlement financier du fournisseur sur une référence de prix définie ex ante.

Pour le calcul de la référence de prix, nous proposons trois options qui sont détaillées ci-dessous.

<u>Option 1</u>

Nous avions proposé ce dispositif lors de précédentes consultations sur le mécanisme de capacité. Il s'agirait de mettre en place un règlement des écarts sur le modèle du mécanisme d'ajustement du

marché énergie. Un acteur public organise un appel d'offre quelques années avant l'année de livraison.

- Si le système est sous-capacitaire, les vainqueurs de l'appel d'offre construisent leur capacité et la moyenne des offres retenues définie la référence de prix utilisée pour le calcul du règlement des écarts.

- Si le système est sur-capacitaire, les capacités ne sont pas construites mais les offres permettent de définir une référence de prix.

Option 2

La référence de prix pourrait être définie par rapport au coût du nouvel entrant (CONE):

- 2*CONE en cas de risque significatif pour le système (écart global négatif) diminué de la marge sur le marché énergie du nouvel entrant (calculée par backtest sur les prix historiques)
- Ecart global nul : CONE diminué de la marge sur le marché énergie du nouvel entrant
- Prix nul quand le système est très sur-capacitaire. Ce degré de sur-capacité limite peut être défini par un critère de nombre d'heure de défaillance par an en espérance

La référence de prix est interpolée entre ces points. Les valeurs obtenues sont illustrées en figure 1.

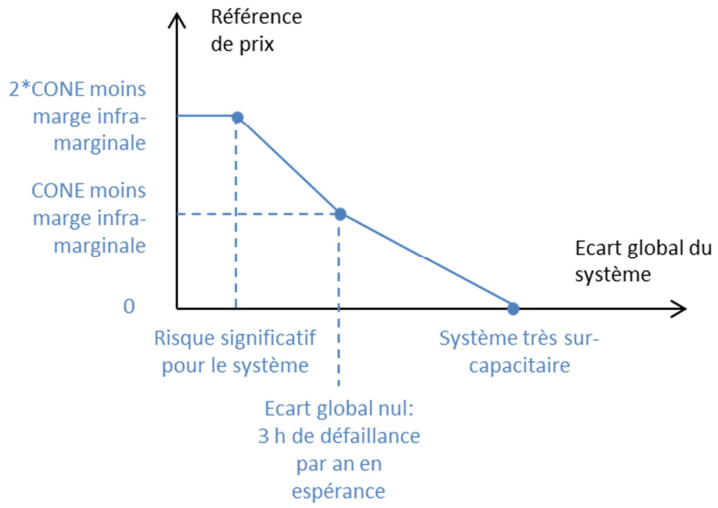


Figure 1 - Référence de prix ex ante dans l'option 2

Ce dispositif a l'inconvénient de pousser le développement de moyens de production ou de capacité d'effacement à un coût assez élevé pour la communauté. Notre proposition pour le niveau de prix à écart global nul pourrait être modifiée.

Option 3

La référence de prix pourrait aussi être basée sur le résultat des appels d'offre lancés RTE (réserves, effacements, etc. …), en s'assurant toutefois de la pertinence de ces appels d'offre pour fixer une référence de prix de capacité.

Détermination de l'écart fournisseur

Question 24 : Selon vous, quelle est la nature des incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur, et entravant à la bonne anticipation de son obligation ? Quel est le poids de ces incertitudes en fonction de l'échéance à l'année de livraison ? Quel serait l'impact sur la couverture de l'obligation du fournisseur ?

Question 25 : Souhaiteriez-vous qu'il y ait une marge de tolérance sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité du fournisseur ?

a. Si oui, comment déterminer cette marge ? En particulier, comment la déterminer de façon cohérente avec une éventuelle marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification.

b. Sinon, vous parait-il tout de même envisageable d'introduire une marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des RPC ? Le cas échéant : quelles en seraient les conséquences sur l'obligation des fournisseurs ; sur le fonctionnement général du mécanisme ; et sur le coût pour le consommateur ? Comment limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ?

Comme indiqué en réponse aux questions 20 à 23, les incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur sont significatives :

- Jours d'activation de PP1
- Thermo-sensibilité réalisée de ses clients profilés
- Consommation réalisée de ses clients télé-relevés
- Taille du portefeuille

Face à ces incertitudes importantes, il est nécessaire d'introduire une tolérance dans le calcul du règlement financier. Ces incertitudes sont d'autant plus importantes pour les petits fournisseurs ; l'absence de tolérance pourrait constituer une entrave au développement de la concurrence sur le marché aval.

Dispositifs particuliers

ARENH

Question 26 : Selon vous, comment peut s'articuler au mieux le dispositif ARENH avec le mécanisme de capacité ? Quels effets de bord peut avoir le dispositif ARENH ?

L'année de livraison définie comme l'année civile permet de limiter les effets de bords du mécanisme de capacité sur le dispositif ARENH.

Ces effets de bords peuvent relever de l'incertitude de l'Obligation d'un fournisseur de clients industriels (comme expliqué en réponse aux questions 2 à 4) ou de l'existence d'un arbitrage entre la demande ARENH et l'achat de certificats de capacité.

Nous proposons que le calcul du montant de certificats dû par EDF aux fournisseurs au titre de l'ARENH se fasse sur la base de leur demande d'ARENH. Ceci nécessite l'introduction d'un règlement financier, au titre du montant de certificats de capacité perçu, une fois connu les droits ex-post.

Tarif de cession

Question 27 : Comment s'assurer de la bonne articulation entre les modalités relatives au contrat d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession et l'obligation du fournisseur ?

Poweo Direct Energie s'interroge sur la pérennité des tarifs de cession à horizon 2016, première année de livraison du mécanisme de capacité (problématique de l'euro-incompatibilité du dispositif, dans un contexte de fin des tarifs réglementés).