GT mécanisme d'obligation de capacité

Certification des capacités commandables

Réunion du 19 juin 2013

(suite de la réunion du 29 mai 2013)

Principes structurants du mécanisme pour la certification

- **Objectif du mécanisme : assurer la sécurité d'alimentation et le bon dimensionnement en capacité du système (en révélant par là-même le prix de la capacité nécessaire à cette assurance)**

- **Décret : Le niveau de capacité certifié reflète la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison**

- **Une mutualisation des risques « non maîtrisables » s'opère déjà via le coefficient de sécurité servant à déterminer les obligations de capacité**

- **Des incertitudes trop importantes sur le niveau effectif des capacités, liés aux aléas au cours de l'année de livraison, risquent d'engendrer des risques significatifs pour les acteurs, un « bruit » important sur l'équilibre du fonds de règlement des écarts des RPC et une inefficacité du dispositif (pouvant conduire à un mauvais dimensionnement du système)**

- **Les modalités du dispositif doivent, dans la mesure du possible, viser à limiter ces incertitudes**

Certification et calcul des garanties de capacité

- **Niveau déterminé en fonction de la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance**
- Estimé comme le produit de 3 termes : **Puissance nominale x Disponibilité prévisionnelle (pondérée) sur PP2 x facteur de charge à la pointe**
- **Méthode d'évaluation tenant compte des caractéristiques des capacités**
  - **Capacités commandables :**

    Puissance nominale x Disponibilité prévisionnelle (pondérée) sur PP2
  - **Capacités commandables avec stock (hydraulique, effacement…) :**

    Facteur de charge à la pointe représentatif du stock utilisable (nombre d'heures maximum, périodes d'activation possibles…)
  - **Capacités non commandables, subissant des aléas exogènes (hydraulique fil de l'eau, éoliennes, PV) :**

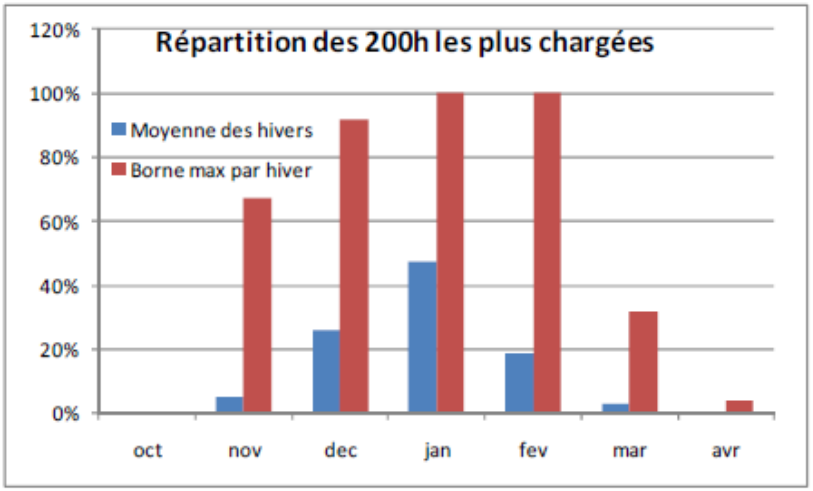
    Facteur de charge à la pointe représentatif de la contribution « statistique » de la capacité (fonction de l'espérance de production lors de situations de défaillance sur PP2 calculée sur un historique de production plus ou moins long)

    NB : Les niveaux de capacité certifié et effectif ne doivent pas dépendre de l'aléa exogène vécu
- Paramètres recalculés périodiquement par RTE en fonction de l'évolution de l'EOD

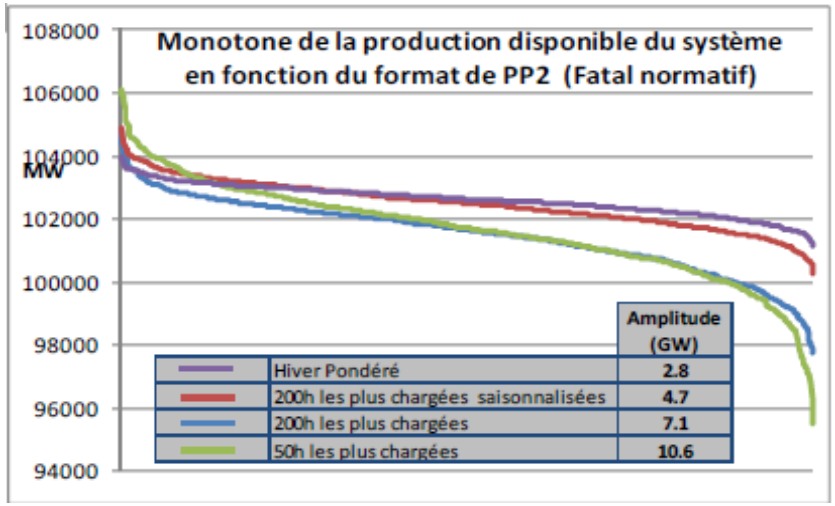
Importance de ne pas avoir des signaux « bruités » mettant en risque inutilement les acteurs

- **La période de pointe PP2 doit être adaptée à la saisonnalisation des risques et donner de la visibilité aux producteurs :**
  - **PP2 : hiver pondéré ou à défaut 200h saisonnalisées (avec un nombre d'heures mensuel au prorata du risque de défaillance)**
  - **PP2 : attribution normative de garanties pour l'éolien, le PV et l'hydraulique fil de l'eau**

Une forte fluctuation des 200 h les plus chargées au sein de l'hiver



Engendrant une instabilité plus importante sur la puissance disponible



- **Traitement éventuel du fortuit pour éviter de pénaliser inutilement les producteurs**

Importance de ne pas avoir des signaux « bruités »
Détermination de PP2

- Un exploitant de capacité doit être incité par le mécanisme à assurer un taux de disponibilité maximum sur les périodes de plus fort risque de défaillance
- L'exploitant doit planifier ses actions de maintenance et n'est d'ailleurs libre de modifier son planning de maintenance que jusqu'à 3 mois avant le temps réel. A partir de cette date, le programme de maintenance qu'il a transmis à RTE devient engageant.
- **Une période PP2, connue à l'avance et représentative des risques de défaillance sur les différents mois d'hiver, permet d'éviter d'avoir une forte instabilité en fonction des aléas climatiques vécus (placement des vagues de froid)**

Illustration sur l'hiver 2004/05 de la variabilité induite sur le nucléaire par une période PP2 qui serait calée sur les 20 jours les plus chargés de l'hiver :

Hiver 2004/05	Répartition des 20 jours les plus chargés	Nombre de jours	Kd réalisé
Novembre	0%	0	90%
Décembre	15%	3	97%
Janvier	25%	5	95%
Février	30%	6	89%
Mars	30%	6	84%

Kd sur les 20 jours les plus chargés : 90,9%

Kd sur les 20 jours les plus chargés en retenant au plus un jour en mars : 93%

Kd hiver pondéré [1,8,70,20,1] : 93,9%

Une période PP2 « hiver pondéré » ne vient pas pénaliser les effacements certifiés

- **L'exemple présenté par RTE le 25 avril sur les effacements issus des appels d'offre de l'article 7 de loi NOME ne correspond pas à la réalité future :**

Certificats alloués

Période PP2	2011
200h les plus chargées	35,5 %
Hiver pondéré	5,6%

Le cahier des charges de ces effacements ne se place absolument pas dans un contexte où le mécanisme d'obligation de capacité existe !

- **Dès lors que les effacements seraient disponibles sur l'hiver et activables une vingtaine de jours sur la pointe, leur contribution se rapprocherait de 100%, quelle que soit la période PP2 retenue :**
  - **L'important est que ces effacements soient disponibles et puissent être activés sur l'hiver, mais pas qu'ils soient effectivement activés en totalité chaque hiver. Un stock de 200 à 300 heures suffit à couvrir à peu près les risques de défaillance**

Règlement des écarts des RPC

- **La proposition de règlement des écarts présentée par RTE le 17 mai n'est pas « neutre » face aux aléas fortuits de court terme :**

Règlement des écarts des RPC		
	Si Vr < V0	(V0-Vr) x Pmarché x F(état système) x (1+γ)
	Si Vr > V0	(V0-Vr) x Pmarché x F(état système) x (1-γ)

  - **Si l'état du système avant l'hiver est satisfaisant et que les aléas fortuits sont principalement dans le bon sens, le règlement des écarts positifs des RPC sera nettement inférieur au montant ci-dessus, voir nul, dans la mesure où le fonds de règlement des écarts des RPC ne doit pas être déficitaire annuellement**
  - **Si les aléas fortuits sont dans le mauvais sens, les RPC se retrouveront par contre à devoir payer le montant ci-dessus**
  - **Le règlement des écarts (liés aux fortuits) est donc dissymétrique et vient pénaliser les RPC**

- **Il est important que les possibilités de rééquilibrage ne soient pas contraintes pour disposer de la vision la plus à jour de l'état global du système … pour autant, cette possibilité ne résout pas le problème de dissymétrie constatée ex-post en fonction des aléas**
  - Les rééquilibrages opérés en cours d'année de livraison ou proches de celle-ci pourraient en outre, selon la présentation de RTE du 17 mai, faire l'objet d'un règlement (coût) financier

Contrôle des capacités

- **Des vérifications pour s'assurer du caractère effectif, de la disponibilité, du respect des caractéristiques**
- **Ces vérifications doivent s'appuyer le plus possible sur les processus existants afin de limiter les coûts liés au contrôle :**
  - Pour les capacités > 100 MW : MA ou initiative Transparence
  - Pour les capacités < 100 MW :
    - Si la capacité est activée en J-1 (programme d'appel ou NEBEF), sa disponibilité est contrôlable
    - Sinon, la capacité doit être déclarée disponible en l'offrant sur un dispositif type MA
- **Des tests aléatoires devront pouvoir être effectués pour les capacités non sollicitées :**
  - Le nombre de ces tests devra être limité afin d'en limiter le surcoût. Les éventuels essais techniques pourront remplir ce rôle. Les autres tests pourraient se faire par appel sur le MA. La défaillance aux tests entraînerait une baisse proportionnée du niveau de capacité effectif
  - Le décret prévoit que le financement de ces contrôles repose sur l'exploitant de capacité, qui le répercutera donc dans le prix de vente de ses certificats