GT mécanisme d'obligation de capacité

Obligation de capacité du fournisseur

Réunion du 7 juin 2013

Principes relatifs à l'obligation de capacité du fournisseur figurant au décret

Obligation de capacité :

L'obligation de capacité désigne l'obligation, pour tout fournisseur, de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité conformément à l'article L. 335-1 du code de l'énergie en disposant, pour chaque année de livraison, de garanties de capacité valables pour cette année de livraison, dont le montant est calculé en fonction de la puissance de référence de ses clients et d'un coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance.

Puissance de référence :

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est une puissance normative, fondée sur la consommation de ce consommateur durant la période de pointe PP1 et reflétant sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison considérée. Elle sert à calculer le montant de l'obligation de capacité des fournisseurs.

Pour ce calcul :

- la consommation constatée de chaque consommateur et des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité pour leurs pertes est corrigée pour prendre en compte la sensibilité de leur consommation à la température ;
- la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée conformément aux règles relatives au mécanisme de capacité.

Obligation = $\sum_{clients}$ Puissance de référence des clients x coefficient de sécurité

- Afin d'assurer le bon fonctionnement du mécanisme et donner de la visibilité aux fournisseurs, **le niveau de l'obligation de capacité doit être prévisible.**
- Il est important que le placement des vagues de froid au cours de l'hiver et le mode de calcul n'engendrent pas d'instabilité importante du niveau d'obligation de capacité (au niveau France et au niveau de chaque acteur).

La prévisibilité de l'obligation pour un fournisseur est un enjeu crucial du dispositif

- Il pourrait subsister une **incertitude de plusieurs GW** sur le niveau d'obligation du système (et donc de l'ensemble des fournisseurs) en fonction du placement des vagues de froid selon les années
- Sur la base de l'historique de la reconstitution des flux, on constate en particulier une volatilité importante du coefficient de calage, reflet de l'écart existant entre un modèle (le profilage) et la réalité de la consommation sur les périodes de pointe : **3 GW sur les 4 dernières années**

Illustration : De 2009 à 2012, sur les 10 jours les plus chargés par hiver (sur la plage 8h-20h) :

- ❑ Le coefficient de calage varie de **1,03 à 1,08** selon les années
- ❑ Le coefficient est **très volatil** au sein des 10 jours les plus chargés

	2009	2010	2011	2012
Coefficient de calage moyen	1,08	1,04	1,03	1,04
Volatilité journalière du coefficient	1,04 à 1,10	0,97 à 1,11	1,02 à 1,05	1,00 à 1,06

1% de variation du coefficient de calage sur la pointe ≈ un écart de 0,6 GW

- **Il est nécessaire de « stabiliser » le dispositif, pour un bon fonctionnement du mécanisme et éviter une couverture de risque excessive et coûteuse pour le consommateur**

L'obligation de capacité doit être prévisible

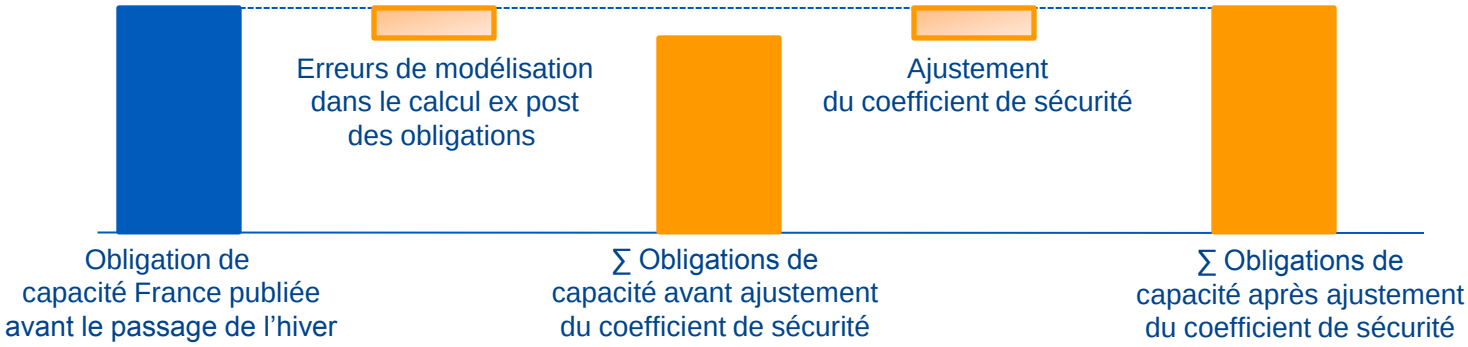
Proposition 1 : chaque fournisseur doit être en mesure de prévoir son obligation de capacité, avant le début de l'année de livraison considérée

- Le coefficient de sécurité et la température de référence sont fixés ex-ante.
- La puissance de référence des clients sur PP1 est estimée à partir **d'un jeu de coefficients normatifs par catégorie de consommateurs** :
  - **Profilés :** les coefficients seraient définis par sous-profil et appliqués au Facteur d'Usage du site et du sous-profil, issu de la reconstitution des flux
  - **Télérelevés thermosensibles :** la puissance moyenne constatée sur PP1 est affectée d'un coefficient connu à l'avance, fonction de l'écart de température avec la température extrême selon une segmentation de consommateurs à définir
  - **Télérelevés non thermosensibles :** la puissance de référence est la puissance moyenne constatée sur PP1
- **Avantages :** La régularisation des pertes et des FU Profilés après l'étape de réconciliation temporelle permet de **s'appuyer sur la consommation constatée** sur la période.
- **Inconvénients :** le dispositif peut ne pas converger vers l'obligation de capacité globale France estimée avant le passage de l'hiver.

L’obligation de capacité doit être prévisible

Proposition 2 : la somme des obligations de capacité doit reboucler sur la prévision du besoin France connue avant le passage de l’hiver.

- Le décret prévoit que la prévision du besoin France en capacité soit publiée régulièrement. RTE a en outre proposé que l’état global du système, pour le règlement des écarts, repose sur la dernière évaluation publiée avant le passage de l’hiver.
- Le coefficient de sécurité sert de terme de bouclage entre l’obligation globale France prévue et la somme des obligations de capacité calculées ex post.



- **Avantages :** L’ajustement du coefficient permet une **mutualisation des erreurs de modélisation** (gradients, profils, pertes réseaux) au même titre que l’ensemble des autres aléas réputés couverts par le coefficient de sécurité, et permet de ne pas s ’écarter de la prévision du besoin France
- **Inconvénients :** L’ajustement peut venir modifier très légèrement l’obligation de capacité associée à chaque client… mais offre globalement une meilleure stabilité du dispositif.

Température de référence (et coefficient de sécurité)

- **Pour la consommation, un indicateur pertinent semble être la pointe « à une chance sur 10 ». Il est couramment utilisé dans le Bilan Prévisionnel de RTE**. En effet, le critère de 3h de défaillance en moyenne par an est à peu près équivalent à un risque d'une défaillance tous les 10 ans (≈ 30h de défaillance une fois tous les 10 ans).

- Extrait du Bilan Prévisionnel de RTE de 2012 :

Prévisions de puissance à la pointe dans le scénario « Référence »

GW	2014	2015	2016	2017
Pointe à température normale	85,3	86,0	86,5	87,0
Pointe « à une chance sur dix »	**100,2**	**101,1**	**101,7**	**102,3**

L'écart entre la pointe « à une chance sur 10 » et celle à température normale est de 15,2 GW soit environ 6,6°C (avec un gradient de 2.3 GW/°C). Pour une température normale d'environ 4.7 °C en janvier, **la température de référence pourrait être de -2°C.**

- Il convient également de prendre en considération qu'**en cas de délestage, les clients thermosensibles seront les premiers à être coupés**.

- Le coefficient de sécurité est calé ensuite pour s'assurer que le respect de la somme des obligations correspond à l'atteinte du critère de sécurité d'alimentation retenu (compte tenu notamment des autres aléas et de l'apport des interconnexions).

Les jours signalés sur PP1 doivent être engageants

- **Si un effacement certifié doit être disponible au cours de PP2, un effacement positionné en réduction de la demande dans PP1 doit en revanche être activé.**

- Pour ne pas accentuer la discrimination entre les effacements selon qu'ils sont proposés sur PP1 ou PP2, il est essentiel que le signal qui serait envoyé par RTE porte sur des plages qui feront effectivement partie de PP1. **Le signal doit être engageant, et non indicatif.**

- La plage horaire d'un jour signalé PP1 aura été au préalable définie dans les règles du mécanisme de capacité.

- Les jours PP1 d'une même année de livraison dépendront de l'apparition ou non de situations de tension. La période PP1 pourra de fait être constituée d'un stock variable de jours, comportant une valeur minimale et une valeur maximale, ces valeurs étant à définir dans les règles du mécanisme.

- Le nombre de jours minimum devra être suffisant pour assurer une stabilité du dispositif. La gestion de ce stock de jours devra également viser à limiter le poids des mois de novembre et mars, comparativement à ceux du « cœur » de l'hiver (janvier en particulier).