Projet de règles du mécanisme de capacité

Position d'EDF sur le projet soumis à consultation par RTE le 11 septembre 2013

23 octobre 2013

Résumé des principales remarques d'EDF sur le projet de règles

La mise en place du mécanisme d'obligation de capacité revêt un enjeu important pour permettre le développement ou le maintien des capacités nécessaires à la sécurité d'alimentation du système.

Comme l'ont souligné EDF ainsi que d'autres acteurs lors de la concertation, ce mécanisme doit, pour fonctionner correctement, envoyer des signaux suffisamment lisibles et stables, reflétant l'adéquation en capacité du système.

Plusieurs dispositions proposées par RTE vont dans le sens d'une meilleure visibilité des acteurs :

- les périodes de pointe PP1 et PP2 font l'objet d'un signalement engageant en J-1 et portent sur des plages horaires connues et fixes (de 7h à 15h et de 18h à 20h) ;
- le prix de marché de référence, utilisé pour le règlement des écarts, repose sur des prix constatés avant le début de la période de livraison, indépendants de la réalisation des aléas sur l'hiver ;
- la « pénalité » administrée est uniquement appliquée au-delà d'un seuil significatif d'écart global du système.

Pour autant, en l'état, les règles proposées par RTE risquent de générer des signaux très instables sur le montant de l'obligation des fournisseurs et celui des garanties de capacité, en fonction des aléas climatiques vécus :

- le calcul des gradients de consommation par régression linéaire réalisée ex post à la maille de chaque acteur obligé sur des données de consommation et de température d'une seule année de livraison risque de donner des résultats non prévisibles et très instables ;
- la « saisonnalité » de la consommation non thermosensible fait fatalement varier le montant des obligations selon que les vagues de froid, et donc le placement de la période de pointe PP1, ont lieu au cœur ou au bord de l'hiver ;
- de même, le montant de garanties de capacité attribué est pour certaines filières, en particulier le nucléaire dont les arrêts programmés sont fortement saisonnalisés, très dépendant du placement de la période de pointe PP2 ;
- les montants des garanties de capacité des moyens de production fatals sont très dépendants des aléas climatiques vécus sur l'année de livraison (hydraulicité, vent, ensoleillement) sans aucune prévisibilité ni aucun levier possible pour le producteur.

Cette instabilité et cette imprévisibilité de leur position tant pour les fournisseurs que pour les producteurs et effaceurs mettraient clairement en risque le bon fonctionnement du marché et rendrait inefficace le dispositif (surcoût du dispositif, développement de surcapacités…) ; elles feraient porter un risque élevé aux acteurs.

Des modifications doivent être opérées pour insensibiliser davantage les signaux transmis par ce mécanisme aux aléas climatiques rencontrés sur l'hiver :

- **les gradients de température des consommateurs doivent être définis ex ante par catégorie de consommateurs** (en utilisant notamment pour les clients profilés ceux de la Reconstitution des Flux établis avant le début de la période de livraison N) ;

- **l'introduction d'un coefficient de bouclage doit permettre de se ramener au niveau d'obligation prévisionnelle France publié par RTE avant l'hiver** et d'être cohérent avec l'exercice du Bilan Prévisionnel ;
- **les garanties de capacité attribuées aux moyens de production fatale doivent reposer sur une évaluation normative** de leur contribution à la réduction du risque de défaillance, reposant sur un historique de leur production sur la période de pointe PP2 ou une évaluation représentative de cette production établie à partir de données climatiques ;
- pour plus de stabilité, **il est proposé de limiter la période de livraison au cœur de l'hiver (à décembre-février) ou, à défaut, d'introduire des jalons** dans la gestion des jours des périodes de pointe afin de limiter le poids du bord de l'hiver.

Ces modifications nous semblent nécessaires pour stabiliser les signaux, qui doivent traduire l'adéquation en capacité du système et s'affranchir des aléas climatiques réalisés qui engendrent une instabilité et une imprévisibilité de la position des acteurs, nuisibles au bon fonctionnement du marché.

En outre, la possibilité de reporter les excédents des fonds des écarts sur plusieurs années, afin de pouvoir rémunérer réellement les écarts positifs qui pourraient survenir et éviter ainsi une dissymétrie trop grande de traitement avec les écarts négatifs, permettrait d'inciter les exploitants de capacité à se faire certifier à l'espérance de leur disponibilité anticipée et serait également source de stabilité pour tous les acteurs.

En dernier lieu, le contrat de certification doit être rapidement mis en consultation afin que les remarques des acteurs pouvant impacter le jeu de règles puissent être prises en compte dans la proposition de RTE. Les règles de contrôle des capacités et de calcul d'un certain nombre de paramètres contribuant à définir les niveaux de capacité certifiés/effectifs ne sont pas aujourd'hui explicitées dans le projet de règles transmis par RTE, alors qu'il s'agit là de points importants pour les acteurs.

xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

Principales remarques d'EDF sur le projet de règles de RTE

La création du mécanisme d'obligation de capacité revêt un enjeu important pour permettre le développement ou le maintien des capacités nécessaires à la sécurité d'alimentation du système.

L'objectif premier du mécanisme d'obligation de capacité est d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité : il s'agit que le système dispose d'assez de capacités physiques de production et d'effacement pour que soit respecté le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics, qui est un critère « a priori » de 3 heures de défaillance en espérance de durée. Le dispositif repose sur une obligation des fournisseurs fixée de sorte que les capacités de production et d'effacement résultantes de cette obligation permettent « a priori » l'atteinte de ce critère.

Les signaux envoyés à l'ensemble des acteurs (consommateurs, fournisseurs et exploitants de capacité de production ou d'effacement) vont former le cœur du mécanisme de capacité ; ils doivent être suffisamment stables et prévisibles pour que le mécanisme fonctionne et soit efficace. Les acteurs ont en effet besoin de visibilité pour réaliser les investissements en capacité de production et d'effacement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et cette visibilité ne peut être obtenue qu'à travers un mécanisme qui produit des prix stables et transparents, indépendants de la réalisation des aléas climatiques rencontrés durant une période de livraison. Le risque de défaillance est une notion probabiliste, basée sur les fondamentaux du système, renvoyant à la capacité du système à faire face à l'ensemble des aléas possibles et non au seul aléa vécu. Le mécanisme doit avant tout refléter l'anticipation de ce risque. Par ailleurs, le bon fonctionnement du mécanisme nécessite que les acteurs aient une bonne prévision de leur position (obligations et certificats).

Pour y parvenir, il est nécessaire de « désensibiliser » les paramètres du dispositif d'un certain nombre d'aléas déjà intégrés dans le bilan prévisionnel de RTE et dans l'évaluation du critère de défaillance.

1- Plusieurs dispositions du projet de règles nous semblent aller dans le sens d'une meilleure visibilité des acteurs sur les besoins de capacité du système

- La définition des périodes de pointe sur **des plages horaires fixes et connues à l'avance, ainsi que le signalement définitif en J-1 des jours PP1 et PP2** confèrent aux acteurs une visibilité absolument nécessaire au fonctionnement du dispositif.
  Pour conforter encore cet aspect, il nous semble nécessaire que ce signalement ait lieu le matin à 8h au plus tard afin de s'assurer d'une bonne disponibilité des capacités sur les périodes de pointe (placement des petits entretiens, des essais, optimisation de la gestion des stocks…), ainsi que d'une bonne contribution des interconnexions (compte tenu des règles d'allocation existant aujourd'hui sur certaines d'entre elles). Il nous semble également utile qu'un pré-signalement non engageant de ces jours soit publié en J-2, ce qui pourrait être réalisé en cohérence avec les analyses établies de manière opérationnelle par RTE en J-2 dans le cadre du calcul coordonné des capacités d'interconnexions avec les pays voisins.

- **La détermination ex ante, avant le début de l'année de livraison, du prix de référence marché,** utilisé pour le règlement des écarts, donne également de la lisibilité aux fournisseurs et responsables de certification, en neutralisant l'impact des échanges finaux, davantage représentatifs d'une valeur court terme de la capacité. Cette proposition participe également à la stabilité du signal.
  L'introduction d'un **seuil sur l'écart global du système** va également dans le même sens, si tant est que l'impact des aléas rencontrés au cours de l'hiver sur le montant des obligations et des certificats soit suffisamment circonscrit (cf. ci-dessous).

- Enfin, EDF est favorable à la **définition de l'année de livraison proposée par RTE sur une « année à cheval ».** Comme souligné par RTE, cette définition reflète davantage le besoin physique du système, qui évolue d'une année à l'autre. La pointe de consommation « à une chance sur dix » continue ainsi à croître d'environ 600 MW par an entre 2015 et 2018 dans le scénario « Référence » du Bilan Prévisionnel publié par RTE cet été. Dans le scénario « Haut », l'augmentation annuelle atteint même environ 1 GW à cet horizon. Les fermetures ou mises en service de capacité s'opèrent également plutôt en été ou en demi-saison qu'en hiver. Les contrats d'alimentation gaz des CCG, qui s'appuient sur l'année gazière (Octobre à Septembre), englobent l'hiver en continu et sont également plus homogènes à une année « à cheval ». Il en est de même pour les contrats de stockage et de transport (en particulier du nord vers le sud) en années gazières de stockage (Avril à Mars). Les simulations sur les hivers passés (de 1996 à 2011) présentés par RTE le 25 avril montrent enfin que le choix d'une période hivernale continue engendrerait une variabilité plus faible sur la répartition (différente) des 200 heures de plus forte consommation au cours de l'hiver. Ce choix contribue ainsi à stabiliser davantage les paramètres de calcul des obligations de capacité d'un exercice.

2- Plusieurs règles en revanche doivent être modifiées pour éviter que les montants d'obligations et de certificats ne soient trop instables en fonction des aléas climatiques rencontrés sur l'hiver

En l'état du projet de règles, EDF identifie des risques importants d'instabilité du mécanisme de capacité, qu'il est possible d'atténuer. Ces risques d'instabilité portent sur l'obligation de capacité aussi bien que sur la certification des capacités.

2.1. Des modifications visant à stabiliser l'obligation de capacité et à l'insensibiliser davantage aux aléas de température

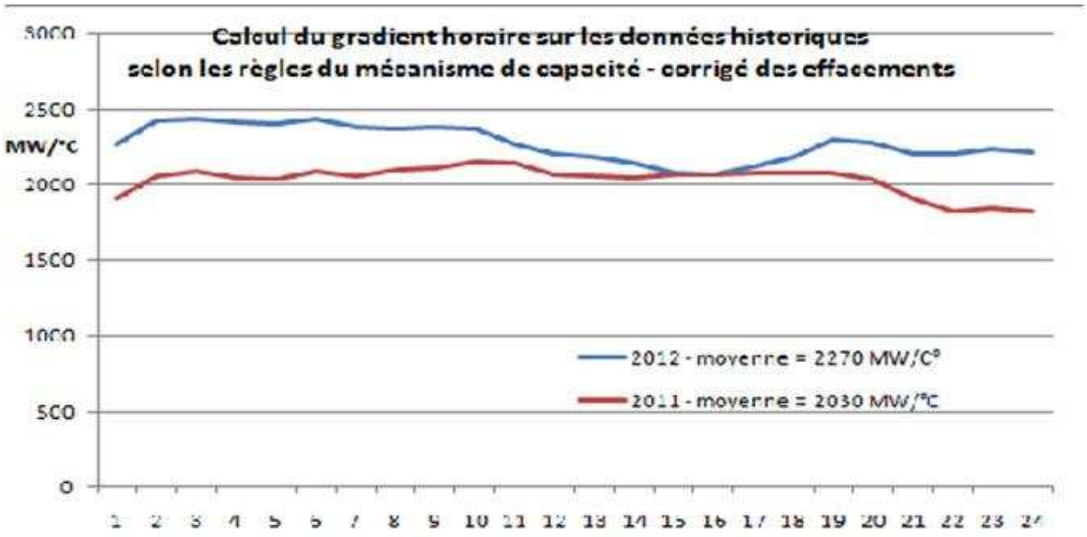
En l'état du projet de règles, une variabilité importante de l'obligation résulte de la méthode de calcul proposée pour évaluer le gradient des acteurs obligés, et du positionnement de la période de pointe PP1 au cours de l'hiver.

a) La méthode de calcul ex-post proposée par RTE pour évaluer le gradient des acteurs obligés s'avère instable ; EDF propose que les gradients soient définis ex-ante par catégorie de consommateurs

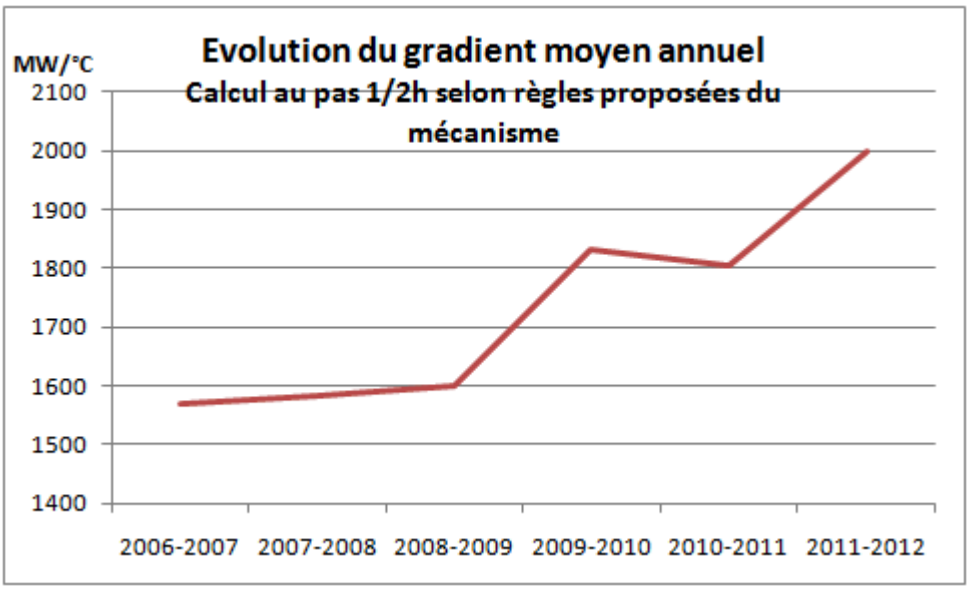
Le projet de règles propose une méthode de calcul du gradient reposant sur une régression linéaire effectuée ex post à la maille de chaque acteur obligé sur des données de puissance et de température de l'année de livraison.

Or, le calcul des gradients est délicat. Coefficient de lissage des températures et gradients doivent notamment être calculés à une fréquence et sur un échantillon identiques au risque d'introduire sinon une incohérence. Sur une seule année de livraison, on dispose généralement de données statistiquement insuffisantes pour estimer un gradient de température. Pour être représentatif des comportements de consommation, le calcul doit porter sur des périodes de 4 à 5 ans. L'application de la méthode de régression linéaire sur une seule année de livraison s'avère instable.

Pour illustrer cette instabilité, l'application de la méthode proposée par RTE aux données historiques des années 2011 et 2012 avec un calcul de gradient au pas horaire montre une différence de gradient moyen de 250 MW/°C. Ceci ne reflète pas l'évolution structurelle de la thermosensibilité française mais plutôt l'instabilité de la méthode utilisée ; RTE dans son bilan prévisionnel 2012 estime la croissance de la sensibilité à environ 70 MW/°C/an sur les 10 dernières années et confirme dans sa note d'actualisation 2013 que cette croissance s'est atténuée ces deux dernières années.



Calculés sur un pas demi-horaire (comme prévu dans le projet de règles), les résultats confirment l'instabilité de cette méthode de calcul avec des sauts de 200 MW/°C entre 2008-09 et 2009-10, ainsi qu'entre 2010-11 et 2011-12, entrecoupés d'une baisse du gradient entre 2009-10 et 2010-11.



Pour limiter l'instabilité de la méthode proposée pour le calcul ex post des gradients sur une seule année et donner aux acteurs obligés les moyens d'assurer la prévisibilité de leur obligation, **EDF propose que les gradients des consommateurs soient définis ex-ante par catégorie de consommateurs :**

- **Pour les consommateurs profilés,** EDF propose d'utiliser les gradients de la Reconstitution des Flux en vigueur au 1er juillet de l'année de livraison. Etablis dans le cadre du processus de reconstitution des flux et validés en Comité de Gouvernance du Profilage, ils constituent la référence statistiquement représentative du comportement des consommateurs profilés. Ces gradients sont utilisés pour calculer leur courbe de charge qui fait ensuite l'objet d'un calage sur la courbe de référence nationale constatée.

- **Pour les consommateurs télérelevés,** EDF propose d'utiliser un jeu de gradients normatifs définis ex ante par classe de consommateurs. Une classification reposant sur le code NAF, ou toute autre

classification permettant de fiabiliser la segmentation des clients télérelevés thermo-sensibles peut être utilisée.

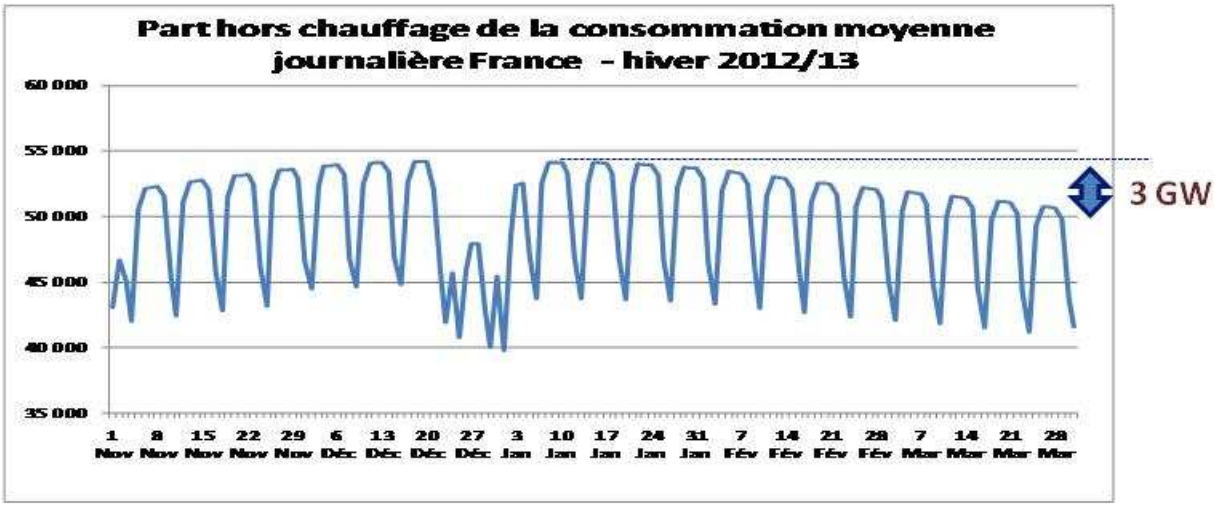
A l'issue de la période de livraison, il devra être procédé à un recalage, via l'application d'un coefficient sur l'ensemble des gradients, permettant de ramener la somme des gradients normatifs pondérés de la consommation constatée des différentes catégories de clients thermosensibles à la valeur du gradient France estimée par RTE avant le début de la période de livraison, publiée dans la réactualisation la plus récente du bilan prévisionnel et dans la dernière publication du niveau prévisionnel d'obligation du système. Ce recalage permettra de réattribuer aux seuls consommateurs thermosensibles leur contribution au risque de défaillance vu du bilan prévisionnel.

L'utilisation de gradients définis ex-ante permettra également, en cohérence avec le suivi des périmètres Fournisseurs proposé dans les règles, de traduire de façon transparente les changements de périmètre des consommateurs intervenant au cours de la période de livraison.

b) L'occurrence des vagues de froid au cours de l'hiver, qui détermine le placement des jours de la période de pointe PP1, est également une source importante d'instabilité. EDF propose qu'un coefficient de bouclage soit introduit pour stabiliser les obligations et les ramener au niveau de l'obligation prévisionnelle France publiée par RTE avant l'hiver.

Outre l'instabilité du calcul proposé pour les gradients, le calcul de l'obligation de capacité proposé par RTE reste fortement sensible à l'aléa climatique vécu au cours de l'hiver.

En effet, la part non thermosensible de la consommation présente des variations, ainsi qu'un caractère saisonnier, lié en partie à la composante éclairage de la consommation. Ainsi, indépendamment de l'effet température, les consommations journalières moyennes varient de plus de 3 GW entre début janvier et fin mars.



Le montant de l'obligation pourrait donc varier sensiblement selon la réalisation de la vague de froid et le positionnement des jours PP1 (au cœur ou au bord de l'hiver). Tout client dont la consommation corrigée de la température n'est pas constante au cours de l'hiver verrait ainsi le montant de son obligation varier en fonction du positionnement des jours PP1.

In fine, méthode de calcul des gradients et sensibilité au placement des jours PP1, entraineraient une instabilité conséquente de la puissance de référence totale.

Pour limiter cette instabilité et assurer aux acteurs obligés une plus grande prévisibilité, **EDF considère qu'il faut appliquer <u>un coefficient de bouclage à l'ensemble des consommations pour se ramener au niveau de l'obligation prévisionnelle France</u>** telle qu'établie avant la période de livraison sur la base de la méthodologie du Bilan Prévisionnel et publiée par RTE. Cette modification permettrait d'insensibiliser le montant des obligations à la réalisation des vagues de froid vécues lors de l'année de livraison considérée. L'application de ce coefficient de bouclage à l'ensemble des consommations se justifie par le fait que l'on observe sur l'ensemble des consommateurs une saisonnalité dans la part non thermosensible de la consommation.

2.2. Des modifications visant à stabiliser les garanties de capacité et les insensibiliser aux aléas de température rencontrés sur l'hiver

a) La méthode de calcul ex-post proposée par RTE pour évaluer les garanties des capacités de production fatale s'avère particulièrement instable ; EDF propose qu'elle repose sur une évaluation de la contribution de ces capacités à la réduction du risque de défaillance, fondée sur un historique de production sur la période de pointe ou sur une évaluation représentative de cette production établie à partir de données climatiques

La puissance disponible effective des capacités de production fatales (hydraulique fil de l'eau, petites éclusées, éolien, photovoltaïque) dépend fortement des aléas climatiques de l'hiver sur lesquels les exploitants n'ont aucune maitrise. De la même façon que le projet de règles prévoit que la puissance disponible effective des effacements soit insensibilisée des aléas, le projet de règles doit prévoir une correction similaire pour les capacités de production fatale. La variabilité de la production de ces capacités sur les jours les plus chargés de l'hiver peut pourtant dépasser 1,5 GW en fonction des aléas climatiques vécus :

Ecart-type (GW)	hydraulique	éolien	photovoltaïque	Fatal total
25 jours les plus chargés de l'hiver	1,1	0,9	0,2	1,6

L'offre de capacités au niveau du système en serait affectée sans que les exploitants n'aient les moyens d'agir sur les causes de cette variabilité. Des écarts importants et imprévisibles sur le montant global des certificats, sur l'équilibre du mécanisme de capacité et le respect des obligations en résulteraient.

EDF propose que la capacité des moyens de production fatale (hydraulique fil de l'eau, petites éclusées, éolien, photovoltaïque) soit déterminée de manière normative à partir d'un échantillon historique de la puissance produite (ou sur la base d'un facteur de charge à la pointe normatif représentatif de la production des moyens considérés). On pourrait ainsi caler le niveau de capacité certifié d'une capacité de production fatale sur la moyenne de la puissance disponible sur la période de pointe PP2 sur un historique glissant d'au moins 10 ans (de l'année AL-13 à l'année AL-4, début de la période de certification des capacités existantes). Si les mesures de certaines capacités ne sont pas disponibles au pas horaire, comme pour le photovoltaïque de faible puissance, ou si l'on ne dispose pas d'un historique de production, une approche normative pourrait être retenue, sur la base d'un facteur de charge à la pointe défini en fonction du type de moyen de production. Cette méthode permettrait de tenir compte des plus ou moins bonnes « performances » en termes de réduction du risque de défaillance par le biais du montant de garanties de capacité alloué.

b) L'occurrence des vagues de froid au cours de l'hiver, qui détermine le placement des jours de la période de pointe PP2, est également une source importante d'instabilité pour la certification des capacités. EDF préconise de réduire la période de livraison au cœur de l'hiver (décembre-février) ou, à défaut, de définir des jalons limitant le poids maximum du bord de l'hiver (poids en pourcentage des jours PP2).

Des incertitudes sur la certification portent également sur les autres filières de production, notamment nucléaire. Ces incertitudes sont liées au placement des jours de la période de pointe PP2.

Ainsi pour le nucléaire, l'optimisation économique de la couverture des besoins en électricité conduit à fortement saisonnaliser le planning d'arrêts du nucléaire pour assurer la meilleure disponibilité au cœur de l'hiver. Selon que les plages PP2, déterminées ex post dans le projet de règles, sont positionnées au cœur ou au bord de l'hiver, le niveau de capacité attribué peut varier significativement sans que l'exploitant ne dispose de leviers pour ajuster sa disponibilité puisque les plannings de maintenance sont engageants trois mois à l'avance et que les ressources nécessaires à la réalisation de ces maintenances sont fortement contraintes à des échéances proches du temps réel.

A titre d'illustration, sur les 20 jours les plus chargés de l'hiver 2004/2005, 6 jours (soit 30%) se situaient en mars. Le coefficient de disponibilité mesuré sur les 20 jours les plus chargés de l'hiver était de ce fait de 90,9%, alors que le coefficient de disponibilité mesuré sur un hiver pondéré au regard du paysage de défaillance était de 93,9%. Cela se traduit par un écart sur les volumes certifiés de 1,9 GW.

Disponibilité du nucléaire sur l'hiver 2004/05

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%

Pour limiter cette instabilité, EDF propose :

- **De réduire la période de livraison à une période plus homogène, regroupant l'essentiel des risques de défaillance, soit décembre-janvier-février.**
- **Ou de fixer des jalons limitant le poids du bord de l'hiver dans PP2.** Un jalon de 80% à mi-février (éventuellement complété de 85% à fin février et 15% à fin novembre) pourrait être fixé pour la gestion des jours PP2.

On peut noter enfin que la variabilité de la certification sera d'autant plus forte que le nombre de jours minimal sur la période PP2 est faible. En l'état actuel des règles, ce nombre minimal est de 10 jours ; une période PP2 entre 15 et 30 jours pourrait être envisagée pour contribuer à stabiliser un peu le dispositif.

2.3. Gestion des soldes des fonds des écarts : EDF propose que les excédents des fonds puissent être reportés sur plusieurs années afin d'atténuer les effets de l'imprévisibilité et les risques qui en découlent pour les acteurs

Sans les dispositions stabilisatrices précédentes, les incertitudes qui pèsent sur le montant des obligations et des certificats sont susceptibles de conduire à des règlements financiers ex post qu'il est impossible d'anticiper correctement : les calculs de l'obligation des fournisseurs et du niveau des capacités effectives dépendent de l'occurrence des périodes de pointe, qui ne sont pas connues à l'avance et sont liées aux conditions météorologiques constatées sur une période.

Par ailleurs, la possibilité de reporter les excédents des fonds des écarts sur plusieurs années, afin de pouvoir rémunérer réellement les écarts positifs et éviter ainsi une dissymétrie trop grande de traitement avec les écarts négatifs, permettrait d'inciter les exploitants de capacité à se faire certifier à l'espérance de leur disponibilité anticipée et serait source de stabilité pour tous les acteurs.

Plutôt que d'apurer les fonds chaque année, les reporter permettrait aux fournisseurs d'une part, et aux responsables de périmètre de certification d'autre part, d'être moins exposés aux aléas de court terme, notamment climatiques.

Dans le cas contraire, les risques résultant de cette imprévisibilité seraient source de surcoûts pour les acteurs, qui les répercuteraient inévitablement aux consommateurs. Du point de vue juridique, il nous semble que ce report peut être mis en place pour le fonds de rééquilibrage des fournisseurs sans modification du décret.

En outre, ces fonds sont alimentés par les fournisseurs et les RPC. Le TURPE n'a pas vocation à en redistribuer les éventuels soldes positifs, qui ne sont pas des économies issues du réseau. Les soldes de ces fonds devraient être reversés aux fournisseurs et aux RPC qui les répercuteront dans leurs offres commerciales.

3- Certaines règles mériteraient d'être assouplies ou précisées

Modalités relatives aux capacités de production : En l'état du projet de règles, les modalités relatives aux capacités avec avis de fermeture (fermeture annoncée dès N-3, pour une durée de 3ans minimum) sont trop rigides. Pour s'adapter aux changements de contexte économique, il faut prévoir des modalités plus souples permettant des fermetures temporaires et réactivations de capacités via des rééquilibrages, voire pour les réactivations, via la définition des capacités de production projet. Ces modalités doivent être explicitement autorisées par les règles.

Il est également important que les règles laissent la possibilité de faire évoluer le périmètre des entités de certification pour permettre la certification groupée des Obligations d'Achat. Il convient de faciliter leur intégration au dispositif : tenir compte de l'évolution des Obligations d'Achat sans avoir à constituer une nouvelle EDC participerait à cet objectif de simplification. Par ailleurs, compte tenu du caractère diffus des Obligations d'Achat et de l'absence d'enjeu de leur certification individuelle (la valeur des certificats étant globalement reversée à la CSPE), il importe de rechercher à simplifier au maximum le processus de certification de façon à alléger le coût de gestion du dispositif.

Possibilité d'une certification groupée de capacités de production : Dans un objectif de simplification également, la possibilité d'une certification groupée de capacités de production, quelle que soit leur taille et comme c'est prévu pour les effacements, devrait être autorisée. A défaut d'une certification groupée, il faut relever le seuil de certification individuelle des capacités de production existantes, aujourd'hui proposé à 1 MW. EDF propose qu'il soit fixé à 10 MW. Ce relèvement simplifierait la certification des capacités de production, notamment hydrauliques, pour lesquelles on compte plusieurs centaines d'unités dont la capacité est comprise entre 1 et 10 MW (plus de 400 unités rien que sur le périmètre d'EDF).

Fixation d'un certain nombre de paramètres en N-4 : Le projet de règles prévoit que les valeurs du coefficient k et du seuil d'une Année de Livraison peuvent être révisées jusqu'au début de la Période de Livraison. De même, le Prix administré qui s'appliquerait en cas d'écart global significatif pourrait être révisé jusqu'au début de l'année de livraison. S'agissant de paramètres dont l'objectif est précisément d'inciter les acteurs au rééquilibrage au fur et à mesure que se précisent les prévisions, ils doivent être calés dès le début de la période d'échange, en N-4, tout comme le coefficient de sécurité et la température extrême de référence. Toute incertitude sur les valeurs de ces paramètres serait préjudiciable au développement des échanges de garanties de capacité et à la formation le plus tôt possible d'un signal prix représentatif.

Suivi des effacements : pour éviter une double comptabilisation des effacements et avoir une bonne visibilité sur l'état effectif de l'équilibre offre-demande, les règles doivent prévoir la constitution d'un périmètre d'effacements et les modalités de suivi de ce périmètre. Toute Capacité d'Effacement existante doit faire l'objet de façon exclusive soit d'une demande de certification, soit d'une inscription au registre des mesures de maitrise de la consommation.

Cohérence des périmètres fournisseur et des périmètres d'équilibre : pour éviter tout risque d'écart entre le périmètre d'équilibre auquel un fournisseur rattache ses clients, et le périmètre fournisseur sur lequel sera calculée son obligation, il est nécessaire de rendre homogènes les règles de rattachement et de retrait des sites, et les modalités de publication des périmètres, ce qui n'est pas le cas dans la proposition de règles de RTE. A cet effet, EDF suggère que RTE initie dès à présent les évolutions SI permettant l'utilisation d'un outil commun au suivi des différents périmètres, qui pourra également être exploité pour le calcul des droits ARENH des fournisseurs.

Informations sur le coefficient de sécurité : pour accroitre la transparence du mécanisme de capacité, il serait utile que RTE identifie et publie les parts relatives des différents éléments constitutifs du coefficient de sécurité (interconnexion, aléas, …).

Enfin, un certain nombre de situations doivent être traitées dans les règles du mécanisme et ne le sont pas dans le projet transmis. Ainsi, que se passe-t-il en cas de vente d'un actif dès lors que les règles prévoient que le périmètre du RPC est fixe pour une Période de Livraison ? Pourquoi ne pas pouvoir changer de RPC pendant la Période de Livraison ? Rien ne semble prévu non plus en cas de faillite ou de défaut d'un acteur.

4- Un certain nombre d'éléments essentiels à la mise en œuvre du mécanisme sont absents du projet de règles proposé et doivent faire l'objet d'une concertation avec les acteurs

Le décret prévoit que les règles du Mécanisme de Capacité précisent notamment les méthodes de certification et les conditions du contrôle des capacités certifiées, le mode de calcul de la puissance de référence et les dispositions relatives à la détermination de l'obligation du fournisseur. En l'état actuel, le projet de règles est relativement incomplet sur un certain nombre de points essentiels au dispositif par rapport à ce que prévoit le décret.

Le contrat de certification n'est pas annexé au projet. C'est pourtant dans ce contrat que doivent être précisés les clauses de force majeure, les modalités de collecte et de contrôle des informations comme le type et le nombre de tests de contrôle. Etant donné l'importance de ces dispositions, il est impératif que ce contrat soit soumis à consultation des acteurs et que les réponses à cette consultation puissent être prises en compte avant l'envoi du projet de règles à la CRE. La déclaration de demande de certification préalable à l'élaboration du contrat n'est également pas annexée au projet de règles.

La méthode de calcul des abaques, n'est pas précisée. C'est pourtant un élément fondamental pour le calcul du niveau de capacité certifié. Les modalités de calcul des abaques hebdomadaires en particulier, notamment la façon de tenir compte de la sensibilité aux apports de certains ouvrages, nécessitent d'être explicitées dans les règles. Il pourrait être envisagé de déterminer une courbe d'abaques fonction des contraintes journalières (nombre d'heures journalier) et du niveau de stock, ce qui permettrait d'éviter la complexité liée à la détermination et au contrôle d'une énergie maximale hebdomadaire. Par ailleurs, la contrainte de stock hebdomadaire sans contrainte annuelle semble réductrice dans la mesure où 5 jours consécutifs de stock sur la période PP2 suffiraient pour être certifié à 100%. Or, cinq jours pourraient être insuffisants pour faire face à des situations extrêmes, situations que le mécanisme de capacité doit précisément traiter. Cinq jours est aussi insuffisant eu égard au nombre de jours minimal proposé pour PP2 et PP1 (10 jours en l'état du projet de règles).

Les modalités de collecte et de contrôle des puissances disponibles des capacités de production et des effacements : en l'état, le projet de règles prévoit une collecte par « un dispositif développé par RTE pour le respect de ses missions en application des règles ou par un dispositif mis en œuvre par ailleurs ». Les dispositifs mis en œuvre par ailleurs et qui pourraient être réutilisés dans le cadre du mécanisme de capacité ne sont pas explicités. Ainsi, les liens éventuels entre les informations nécessaires au mécanisme de capacité et celles déjà transmises pour les règles RE-MA et Transparence devraient être précisés. Les dispositifs de contrôle mentionnés sont quant à eux très génériques et les conséquences en cas de contrôles non satisfaisants ne sont pas mentionnées. Il est important que ces dispositifs de contrôle soient soumis à concertation.

Les modalités de versement aux fournisseurs (en cas d'effacement sur le mécanisme d'ajustement et les marchés de l'énergie) doivent être adaptées pour tenir compte des règles du mécanisme de capacité : la consommation du client étant corrigée pour prendre en compte l'effacement activé par un opérateur d'effacement, son fournisseur voit le montant de son obligation de capacité maintenu, comme si le site avait consommé. Or, lors de l'effacement, le consommateur ne paiera pas l'énergie non consommée, ni le prix de la capacité associée, qui est inclus dans son prix de fourniture. Il convient donc que le fournisseur reçoive à ce titre une juste compensation de la part de l'opérateur d'effacement. EDF souligne donc la nécessité de traiter conjointement les impacts de la mise en place du mécanisme de capacité dans les règles permettant la valorisation des effacements sur le mécanisme d'ajustement et les marchés de l'énergie (RE MA et NEBEF) : le versement au fournisseur doit couvrir le coût lié à la garantie de capacité.

Les informations à transmettre au fournisseur pour le traitement des NEB : si, comme le propose EDF, afin de simplifier le calcul de l'obligation des fournisseurs de NEB RE-Site, ces dernières ne sont pas corrigées de la thermosensibilité des sites concernés, il faudra que les règles prévoient des dispositions permettant au fournisseur « haut de courbe » d'avoir des informations sur la courbe de charge totale des consommateurs. Ce n'est qu'à cette condition que le fournisseur pourra prévoir l'obligation afférente à son portefeuille de clients. Ces informations pouvant être commercialement sensibles, leurs modalités de transmission doivent être prévues a minima dans les règles.

Les modalités de déclenchement de PP2 et PP1 : les acteurs ont également besoin de visibilité sur les modalités de déclenchement des périodes de pointe. Niveaux de certification et d'obligation sont fortement dépendants des modalités de détermination des périodes de pointe. L'explicitation de ces critères permettrait d'objectiver la réalisation des jours de pointe et aux acteurs d'anticiper un peu mieux leur placement sur l'Année de Livraison à venir.