Concertation de RTE sur le Mécanisme de Capacité – Questionnaire n°3

Réponse d'EDF

04/03/2013

Période de pointe PP2

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)

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 ?

Réponse Q1+Q2 :

L'objectif premier du mécanisme est de limiter les risques de défaillance à un niveau jugé acceptable par les pouvoirs publics et d'obtenir un dimensionnement adéquat des capacités de production et d'effacement permettant d'assurer ce niveau de sécurité d'approvisionnement. Le risque de défaillance et le dimensionnement adéquat des capacités doivent donc s'apprécier de façon probabiliste en considérant de manière prévisionnelle l'ensemble des aléas pouvant affecter l'équilibre offre-demande, comme le fait le Bilan Prévisionnel publié annuellement par RTE. Ils ne peuvent s'apprécier au regard de la seule situation vécue, qui peut être très variable selon la réalisation des aléas. La contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance doit s'apprécier sur les mêmes bases.

La détermination de la période de pointe PP2 doit donc découler des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande et correspondre à la répartition statistique des heures de défaillance. Même si celles-ci sont associées majoritairement à des situations de forte demande, elles ne résultent pas exclusivement d'aléas sur la consommation. De plus, même si le nombre d'heures de défaillance peut être faible, voire nul, pour la majorité des années, leur survenue est aléatoire et répartie sur un nombre d'heures élevé.

Une définition statistique de PP2, déterminée quatre ans à l'avance, est la plus à même de refléter fidèlement la contribution des différentes capacités à la réduction du risque de défaillance, en fonction de leur disponibilité, et ce quels que soient les aléas vécus. Elle permet également d'assurer un placement optimal des arrêts pour maintenance des capacités, afin de maximiser leur contribution à la réduction du risque de défaillance. Compte tenu des contraintes de ressources pour la réalisation de ces maintenances, celles-ci doivent en effet être planifiées à l'avance. Chercher à déterminer PP2 sur des signaux de court terme risque de déformer cette vision optimale et n'apporterait, potentiellement, qu'un gain minime en termes de disponibilité du parc qui serait plus que largement contrebalancé par une instabilité sur le niveau de capacité certifié des exploitants, les conduisant à prendre des marges et générant un surcoût pour la collectivité.

EDF
22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

On peut illustrer ces points au travers de l'exemple très schématique suivant :

On suppose de façon simplifiée que l'hiver peut être découpé en deux périodes, sur lesquelles les risques de défaillance sont équiprobables :

Période 1	Période 2
50% des risques de défaillance	50% des risques de défaillance

Une capacité, qui devait être mise en service avant l'hiver, n'a pu être développée à temps et n'est en fait présente que sur la période 2… mais l'hiver est clément et les périodes de plus forte consommation se situent en période 2.

Si la période PP2 faisait uniquement référence aux périodes de plus forte consommation, comme celles-ci se sont concentrées sur la 2ème période, la capacité se verrait attribuer une capacité certifiée de 100%... mais c'est un heureux hasard !

Le fait que la capacité n'était pas présente en 1ère période a clairement fragilisé le système et accru les risques de défaillance. Si une tension très forte s'était produite sur cette période, la capacité n'aurait pas pu y répondre.

La prise en compte de sa présence effective sur l'ensemble de l'hiver (et de la répartition des risques de défaillance sur celui-ci) permet clairement de s'apercevoir que la capacité effective n'était en fait que de 50%.

Une période PP2 définie ex ante et prenant en compte l'ensemble de l'hiver et la répartition des risques de défaillance sur celui-ci permet d'obtenir ce résultat… mais ce n'est pas le cas d'une évaluation ex-post menée en référence aux heures les plus chargées constatées.

Comme indiqué dans nos précédentes réponses, l'ensemble des occurrences de défaillance en France se concentre sur les jours ouvrés d'hiver, sur les mois de novembre à mars. Le poids respectif des risques de défaillance sur ces 5 mois est à caler par RTE en fonction du paysage de défaillance qu'il anticipe à parc ajusté (respectant le critère de 3 heures de défaillance en espérance). Les estimations que l'on obtient, tirées de nos outils de simulations, montrent qu'environ 200 heures sont nécessaires à la couverture des situations de défaillance et que leur répartition est de l'ordre de : 1% sur novembre, 8% sur décembre, 70% sur janvier, 20% sur février, 1% sur mars. Cette pondération permet d'assurer une juste prise en compte des capacités au prorata de leur contribution à la réduction du risque de défaillance.

Ces pondérations devront être remises à jour régulièrement par RTE pour tenir compte de la déformation du paysage de défaillance statistique, suite à d'éventuelles évolutions significatives du parc de capacités ou de la forme de la consommation.

Dans tous les cas, la définition de PP2 n'a pas à être calée sur la définition de PP1 :

- La définition de PP2 vise à évaluer la contribution à la réduction du risque de défaillance des différentes capacités, en fonction de leur disponibilité sur PP2. On s'intéresse ici à la disponibilité des capacités sur une période PP2 définie à l'avance.
- La définition de PP1 vise à déterminer l'obligation des fournisseurs. Le soutien aux actions de réduction de la consommation aux heures de pointe relève de cette évaluation, mais on est là sur la mesure de l'activation de ces actions, qui n'ont pas souhaité être certifiées, et non sur la mesure de leur disponibilité sur l'hiver.

Certification & Capacité effective

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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

Réponse Q3+Q4+Q5+Q6+Q7 :

La contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance doit être déterminée à partir des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande du système pour un parc ajusté au critère de 3 heures de défaillance en espérance.

Elle correspond à la production moyenne attendue de la capacité lors des heures de défaillance. Ainsi, si on a déterminé PP2 à partir de la distribution statistique des heures de défaillance, elle peut être calculée comme le produit des trois grandeurs suivantes :

- Puissance nominale
- Disponibilité sur PP2 (pondérée du poids des risques de défaillance au sein de PP2)
- Facteur de charge sur PP2 (déterminé dans son principe comme expliqué dans la réponse au premier questionnaire à partir des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande, et détaillé dans les paragraphes suivants).

Pour les installations mises en service dans l'hiver, la contribution à la réduction du risque de défaillance devra être évaluée au prorata.

L'estimation de ces paramètres est à adapter en fonction des différents types de capacité. A minima, il faut différencier les capacités commandables des capacités non commandables pour lesquelles l'aléa climatique est l'aléa prépondérant. On peut également souhaiter identifier une catégorie pour les capacités disposant d'un stock maximal d'activation.

1) **Capacités commandables :**

Pour la catégorie des capacités commandables, le « facteur de charge sur PP2 » est égal à 1 et la contribution à la réduction du risque de défaillance est alors égale au produit de la puissance nominale et de la disponibilité prévisionnelle sur PP2. PP2 étant déterminée à l'avance, chaque exploitant de capacité peut ainsi faire l'estimation la plus précise possible de son niveau de contribution dès le moment de la certification.

La contribution effective de la capacité est le produit de sa puissance nominale et de sa disponibilité constatée sur PP2. La détermination de la disponibilité constatée doit s'appuyer le plus possible sur des processus

existants. Pour les capacités de plus de 100 MW, les déclarations faites dans le cadre de l'initiative Transparence pourraient faire foi.

Pour les autres capacités commandables de moins de 100 MW, la disponibilité effective pourrait être estimée en trois étapes :

- Pour les capacités « activées en J-1 », c'est-à-dire présentes au programme d'appel pour les capacités de production ou déclarées via NEBEF pour les capacités d'effacement, la disponibilité est considérée comme effective pour les heures considérées
- Pour les capacités non intégralement activées en J-1, l'estimation de la disponibilité effective pourrait être conditionnée à l'offre de la puissance résiduelle pour ces capacités sur le mécanisme d'ajustement (avec éventuellement un préavis adapté, correspondant aux caractéristiques techniques de la capacité en question).
- Lorsque ces capacités sont activées par le biais du mécanisme d'ajustement un nombre de fois suffisant au cours de PP2, aucun contrôle supplémentaire n'est nécessaire. Pour les capacités dont les caractéristiques techniques sont incompatibles avec une offre sur le MA ou pour celles ayant un prix d'offre dont le niveau n'assure pas l'appel sur PP2, des essais techniques ou des vérifications aléatoires devront pouvoir être effectués.

Le contrôle de la disponibilité pourrait tenir compte d'une bande de tolérance autour de la disponibilité prévisionnelle annoncée lors de la certification. En effet, les aléas affectant la disponibilité des capacités et pouvant amener cette disponibilité à différer de sa valeur moyenne sont déjà pris en compte dans la modélisation du paysage de défaillance. Pénaliser tout écart à la disponibilité prévisionnelle reviendrait à prendre deux fois en compte cet aléa et inciterait à une prise de marge par rapport à la disponibilité véritablement anticipée, ce qui conduirait à un surdimensionnement des capacités par rapport au niveau nécessaire. Cette bande de tolérance devrait être exprimée en pourcentage des capacités certifiées afin de ne pas induire d'effet d'aubaine à la segmentation artificielle des périmètres de certification.

2) Capacité commandables avec stock (hydraulique, effacement et autre capacité de stockage)

Le facteur de charge à la pointe pourrait être déterminé de manière normative à partir d'un abaque, identique pour toutes les capacités, reliant la taille du stock utilisable sur PP2, exprimée en heures d'utilisation à pleine puissance, et un pourcentage de couverture de la défaillance.

La notion de disponibilité prévisionnelle et constatée doit être analogue à celle des autres capacités commandables.

Dès lors que PP2 est connu au moment de la certification de la capacité, le « facteur de charge sur PP2 » peut alors être calculé dès la certification et ainsi éviter des écarts entre niveau de capacité certifié et contribution à la réduction du risque de défaillance. Des contrôles devront toutefois être menés pour s'assurer, sur certaines de ces capacités, que le nombre d'heures d'utilisation et la puissance certifiée sont effectivement bien possibles.

3) Capacités non commandables hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques

L'aléa climatique est un aléa purement exogène sur lequel l'exploitant de capacité n'a pas prise et sur lequel une notion d'engagement de résultat n'a pas de sens. Ainsi, de même que la méthode de calcul du montant de l'obligation des fournisseurs doit être insensibilisée à la température constatée, il convient de corriger la contribution effective de ces capacités de la réalisation de l'aléa climatique. En effet, toutes choses égales par ailleurs, il n'est pas légitime que l'on puisse conclure que les capacités certifiées peuvent ou non satisfaire le montant global d'obligations des fournisseurs en fonction de l'aléa climatique vécu.

Pour les capacités de cette catégorie, il peut s'avérer difficile de discerner, au vu d'une production réalisée, quelle est la part exacte liée à la disponibilité de la capacité et quelle est la part liée à l'aléa climatique. Toutefois, pour les capacités de production non commandables hydrauliques, éoliennes ou photovoltaïques, l'aléa climatique est très fortement prépondérant devant l'aléa de disponibilité. Par ailleurs, le marché de l'énergie de même que les tarifs d'achats incitent déjà fortement les exploitants à assurer le meilleur niveau de disponibilité possible. Compte tenu de ces deux éléments il semble plus dommageable que vertueux pour le système de chercher à baser la contribution effective des capacités non commandables sur une production directement constatée (cf. également réponse à Q23).

Pour ces capacités, un lien indirect avec les aléas climatiques et la disponibilité constatés peut toutefois être fait dans la détermination normative du facteur de charge sur PP2, en le calculant comme la moyenne de la production de la capacité sur PP2 pour un nombre d'années historiques suffisamment long. On peut s'appuyer pour cela sur des historiques de mesure du vent, de l'ensoleillement ou de l'hydraulicité. En procédant ainsi, le facteur de charge reflète donc la combinaison de la « productibilité » climatique et la disponibilité moyenne.

Dès lors que PP2 est connu au moment de la certification de la capacité, le « facteur de charge sur PP2 » peut être calculé dès la certification et ainsi éviter des écarts entre niveau de capacité certifié et contribution à la réduction du risque de défaillance.

Contrôle des capacités

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

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

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

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

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 ?

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

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 ?

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 ?

Réponse Q8+Q9+Q10 :

Comme indiqué précédemment, pour les capacités ayant un prix d'offre dont le niveau n'assure pas l'appel sur PP2, des essais techniques ou des vérifications aléatoires devront pouvoir être effectués.

Afin d'éviter tout surcoût inutile, le processus de contrôle devra s'appuyer autant que possible sur les divers processus existant déjà. Ainsi, si une capacité est d'ores et déjà soumise à un nombre d'essais techniques suffisamment grand au cours de l'hiver il n'est pas nécessaire d'organiser de tests supplémentaires. Dans le cas contraire, il conviendra de réaliser des tests. Afin de limiter le surcoût tout en garantissant l'efficacité de ces tests il conviendra de les faire en nombre limité, mais de manière aléatoire.

La défaillance aux tests devra entraîner une baisse proportionnée du niveau de capacité effectif. Par exemple, si la capacité est déclarée au programme d'appel durant X heures et appelée sur le mécanisme d'ajustement

durant Y autres heures et que la capacité est incapable de répondre à ses engagements durant Z heures, son niveau de capacité effectif devra être diminué d'une fraction Z/(X+Y). Pour une capacité dont la disponibilité effective n'est estimée qu'à partir de X tests aléatoires et qui ne parviendrait pas à répondre à Y de ces tests, la décote devrait par la même logique être de Y/X.

Le décret prévoit que le contrat de certification comporte les modalités de facturation des frais exposés pour la certification et le contrôle de la capacité. Le financement de ces tests reposerait donc sur l'exploitant de capacité, qui le répercutera dans le prix de vente de ses certificats.

Afin de limiter le surcoût de ces tests, et en cohérence avec l'obligation, que nous proposons d'instaurer, d'offrir sur le mécanisme d'ajustement les capacités non activées en J-1, les tests pourraient se faire par appel sur le MA. Ainsi seul le surcoût par rapport à l'offre marginale qu'aurait dû mobiliser RTE à la hausse serait imputé à l'exploitant.

La question du contrôle de la disponibilité sur PP2 a été traitée plus haut.

Demande de certification et contrat de certification

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 ?

Réponse Q11 :

Le niveau de capacité certifié et le montant de garanties de capacité accordé doivent refléter la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance sur l'année de livraison.

La maille unitaire associée aux garanties de capacité pourrait être le MW afin d'être suffisamment précis dans le montant de garanties de capacité accordé aux capacités, en fonction de leur caractéristiques (puissance nominale, disponibilité sur PP2, facteur de charge à la pointe). Les capacités seraient ainsi traduites en MW « garantis » reflétant leur contribution à la réduction du risque de défaillance.

Un seuil minimal de 10 MW, cohérent avec le seuil existant pour les EDA, pourrait toutefois être retenu pour la certification d'une capacité ou d'un ensemble de capacités (dans le cas où celles-ci ont une contribution réduite à la sécurité), afin de ne pas complexifier en première étape le mécanisme (cf. réponse à la question Q18 et Q19).

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 ?

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

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 ?

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 ?

Réponse Q12+Q13+Q14+Q15 :

Il ne doit pas y avoir de discrimination entre les capacités concernant la date limite de certification pour une année de livraison donnée, en particulier entre les capacités de production et les capacités d'effacement de consommation.

Comme l'indique RTE dans son rapport du 1er octobre 2011 : « L'intérêt d'une capacité peut se mesurer dans la défaillance qu'elle permet d'économiser. L'ensemble des capacités, qu'elles soient de production ou d'effacement, est donc mesuré à l'aune de ce critère. Il en découle en particulier qu'au niveau du processus de certification, les capacités de production et d'effacement sont traitées de manière équivalente, eu égard à leur apport à la sécurité d'approvisionnement. »

Dès lors qu'une architecture décentralisée, reposant sur la responsabilité des fournisseurs, a été retenue et que la certification des capacités d'effacement pourrait rester possible jusqu'à la période de livraison pour résorber un éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles, il doit en être de même pour la certification des capacités de production, existantes ou nouvelles.

Il ne serait ni acceptable ni équitable que l'exploitant d'un moyen de production ait l'obligation de s'engager irrévocablement plusieurs années à l'avance, alors que ce ne serait pas le cas des effacements certifiés. Par ailleurs, une échéance trop anticipée ne correspond pas à la réalité industrielle des décisions, en particulier lorsque se pose la question de fermer ou de mettre sous cocon des tranches.

La date limite possible pourrait renvoyer à l'été qui précède l'année de livraison (et donc l'hiver) considéré (pour une année de livraison du 1er juillet N au 30 juin N+1, la date limite pourrait être le 30 juin N).

La possibilité de certifier des capacités nouvelles devra tenir compte de l'avancement des projets et de leurs caractéristiques techniques.

Parmi les étapes importantes à considérer pour un projet de production, la convention de raccordement peut permettre de matérialiser l'existence réelle d'un projet industriel. Elle pourrait constituer une condition indispensable à une demande de certification. L'avancement des travaux, la convention d'exploitation pour essais, et la convention d'exploitation définitive sont autant d'éléments ultérieurs, qui permettent de juger de la présence possible ou non de la capacité sur la période PP2 considérée.

Pour les capacités d'effacement, il sera nécessaire de déterminer des jalons permettant d'attester de l'existence, de l'avancement et de la concrétisation des projets.

Un point annuel devrait être fait avec RTE (ou les GRD) sur l'état d'avancement des projets de capacité ayant donné lieu à certification. En cas de non atteinte certaine de l'objectif, une demande de rééquilibrage devrait être formulée par l'exploitant de capacité afin que RTE et l'ensemble des acteurs aient une vision claire du montant global de garanties de capacité au regard des besoins du système. Le règlement des écarts devrait pour cette raison privilégier les rééquilibrages opérés avec anticipation.

Concernant les avis de fermeture, définitifs ou non, ceux-ci doivent pouvoir être transmis avant la date limite considérée ci-dessus, afin de permettre aux acteurs de réagir à l'évolution des conditions économiques.

Au-delà des procédures de retrait définitif d'exploitation mises en œuvre par les exploitants, RTE ou les GRD disposent via les télémesures des productions (et les offres sur le MA) des données permettant de s'assurer que la centrale n'a effectivement pas produit au cours de l'année de livraison considérée.

Il est légitime comme le prévoit le décret qu'une capacité qui, finalement, n'aurait pas fermé ne donne pas lieu à délivrance d'une garantie de capacité pour l'année de livraison considérée. La possibilité de certifier une capacité ayant donné lieu à une fermeture non définitive sur une année de livraison doit par contre être autorisée sur les années ultérieures. En effet, la possibilité d'adapter les capacités aux conditions de marché ne doit pas être entravée.

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 ?

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

Réponse Q16-Q17 :

Un compromis doit être trouvé entre le fait que :

- le montant du dépôt de garantie doit être limité, afin de ne pas pénaliser financièrement les développeurs de nouvelles capacités ;
- il doit permettre de s'assurer de la crédibilité des acteurs et éviter de la fraude sur le marché des garanties de capacité.

Les montants payés au titre de la convention de raccordement au réseau constituent déjà, pour la production, un engagement significatif pris auprès des gestionnaires de réseau, dont il faut tenir compte.

Des contrôles (à définir) sur les projets de développement d'effacements doivent pouvoir être réalisés pour s'assurer de la crédibilité des projets.

Dans le cas des capacités sous obligation d'achat, la délibération de la CRE qui doit être publiée avant le 15 Octobre fixant les charges prévisionnelles de CSPE pour l'année à venir doit être la référence permettant de définir le volume total de nouvelles capacités à faire certifier.

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 ?

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 ?

Réponse Q18-19 :

La puissance nous semble être le paramètre technique à privilégier, à la fois simple et représentatif, pour considérer qu'une capacité contribue de façon réduite à la sécurité d'approvisionnement du système.

Une puissance minimale de 10 MW pourrait être retenue pour qu'une capacité ou un agrégat de capacités puissent se faire certifier, afin de ne pas complexifier en première étape le mécanisme. Pour les capacités dont

la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite, (qui seraient donc selon nous celles dont la puissance est inférieure à ce seuil), le décret autorise la demande de certification groupée, selon des modalités à définir. Il nous semble important que la personne qui effectue la demande de certification groupée ne soit pas un simple mandataire pour la demande de certification, mais qu'il soit bien l'exploitant de capacité, partie au contrat de certification de capacité. Si ce n'était pas le cas, chaque "micro-producteur" ou consommateur serait l'exploitant de sa propre capacité, ce qui ferait perdre tout intérêt à la demande groupée.

Il faudrait ainsi repenser la notion d'exploitant de capacité, et apporter les précisions suivantes dans les règles :

(i) concernant l'exploitant de capacité de production : jusqu'à présent, nous avions lié cette notion à l'autorisation d'exploiter une installation. Dès lors, la certification d'une capacité de production était liée à une installation et une seule. Il s'agirait donc de permettre pour les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite:

   a. à un même exploitant de plusieurs « installations de production » < 10MW de les agréger pour atteindre le seuil de 10 MW, et d'obtenir un seul certificat pour cet agrégat, et/ou

   b. à un tiers à différents exploitants d' « installations de production » <10MW de les agréger pour atteindre le seuil de 10 MW. Il faudrait alors prévoir un transfert du droit à certification du détenteur de l'autorisation d'exploiter vers "l'agrégateur de capacités de production" afin d'éviter des certifications multiples d'une même capacité. La « capacité » doit alors être définie comme l'agrégat des installations et « l'exploitant de la capacité » doit être défini comme l'agrégateur mentionné ci-dessus. Pour les capacités sous obligation d'achat l'acheteur obligé serait automatiquement désigné comme mandataire pour la certification et comme agrégateur = « exploitant de capacité ». Ainsi défini, l'exploitant de capacité pourrait à son tour chercher à faire rattacher sa capacité à un périmètre de certification tiers comme le permet le décret. Ce fonctionnement serait cohérent avec la gestion qui est faite de l'énergie pour les installations dont l'acheteur obligé est une ELD qui peut ensuite choisir de les intégrer au périmètre d'équilibre d'un autre acteur.

(ii) concernant l'exploitant de capacité d'effacement : de façon parallèle, il s'agirait sous réserve de la définition finalement retenue, que l'exploitant de capacité soit un agrégateur d'effacement, qui agrégerait des effacements < 10MW.

Ecart au périmètre du responsable de périmètre de certification

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 ?

Réponse Q20

Il est important que les possibilités de rééquilibrage ne soient pas contraintes, pour que l'ensemble des acteurs (dont RTE) aient, via le registre des capacités certifiées, la vision la plus à jour et la plus précise de l'état global des capacités du système, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement de celui-ci, et d'inciter à l'émergence des éventuelles capacités manquantes.

Différencier les possibilités de rééquilibrage selon les types de capacité serait totalement discriminatoire.

Un « guichet » a minima annuel ou semestriel pourrait être ouvert pour les demandes de rééquilibrage auprès de RTE ou des GRD, en N-3 jusqu'à l'année de livraison, puis avant la date limite de cession si des échanges ex post de garanties de capacité sont autorisés.

Pour les capacités nouvelles, un point d'information a minima annuel devrait être fait sur l'état d'avancement des projets.

Les demandes de rééquilibrage devront expliciter les raisons qui conduisent l'exploitant à demander un rééquilibrage, avec les éléments de justification techniques ou commerciaux sous-jacents.

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 ?

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 ?

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

Réponse Q21+Q22+Q24

Les modalités de rééquilibrage doivent permettre d'estimer au plus juste le niveau effectif des capacités. Le prix de règlement des écarts (basé sur le prix de la capacité et incluant une certaine pénalité) doit inciter les exploitants à se rééquilibrer dès qu'ils disposent d'une nouvelle information significative sur la disponibilité de leurs capacités et ainsi révéler cette information à l'ensemble des acteurs.

Dans le cas où le système global est excédentaire, le volume de rééquilibrage n'a pas à être pris en compte dans le calcul du règlement financier du responsable de périmètre de certification ; le rééquilibrage n'a pas fragilisé le système. Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative, le volume de rééquilibrage doit être pris en compte. Un coefficient de pondération, inférieur à 1, pourrait éventuellement être introduit, fonction par exemple de l'anticipation avec lequel le rééquilibrage a été opéré.

Comme indiqué précédemment, le niveau de capacité peut être évalué comme le produit de trois termes associés à la capacité : sa puissance nominale, sa disponibilité sur la période PP2, son facteur de charge sur la période PP2. L'écart entre le niveau de capacité certifié et effectif tiendra compte des éventuels écarts constatés sur la disponibilité de cette capacité durant PP2.

En ce qui concerne la mesure des écarts constatés sur la disponibilité de chaque capacité, une bande de tolérance pourrait être envisagée pour tenir compte du fait que les capacités, sont soumises à des aléas fortuits, sur lesquels les possibilités d'action des exploitants sont limitées. Ceux-ci sont par ailleurs pris en compte dans les simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande servant à dimensionner le besoin de capacités du système et les obligations de capacité des fournisseurs. Cette bande de tolérance, limitée à la prise en compte d'aléas fortuits, pourrait être dimensionnée à partir de la dispersion de la disponibilité autour de la moyenne historique de la disponibilité de la capacité (ou d'une disponibilité fortuite « standard » pour une nouvelle capacité). Dans la mesure où les aléas affectant la disponibilité des capacités sont déjà pris en compte dans l'évaluation du paysage de défaillance, pénaliser tout écart à la disponibilité prévisionnelle reviendrait à prendre deux fois en compte cet aléa en incitant à une prise de marge par rapport à la disponibilité véritablement anticipée, ce qui pourrait conduire à un surdimensionnement des capacités par rapport au niveau nécessaire.

Sa mise en œuvre demande toutefois à être analysée plus en détail. La possibilité d'un rééquilibrage ex post, après la période PP2 (et avant la date limite de cession des garanties), pourrait également permettre de répondre, mais pour partie seulement, à cette problématique.

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 ?

Réponse Q23

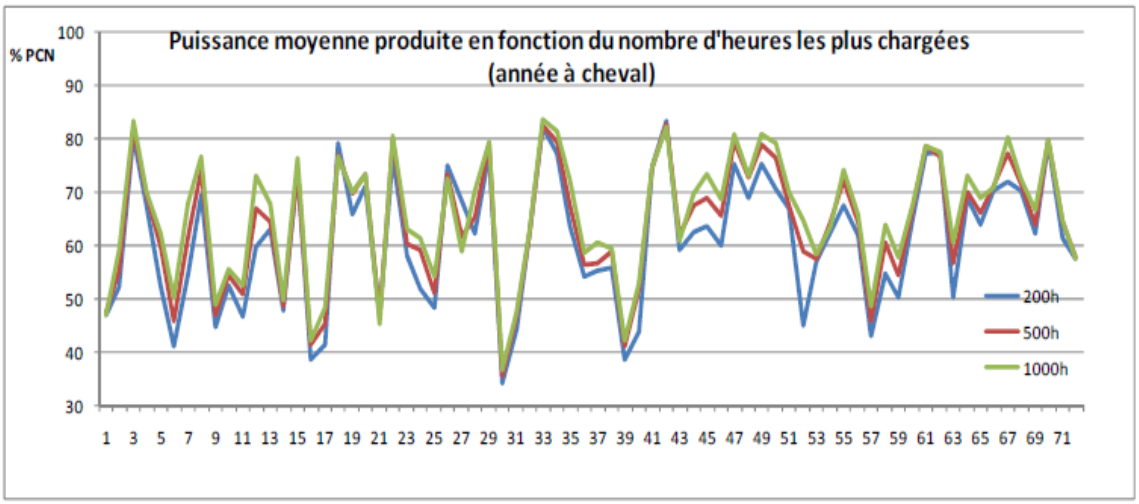
La certification des capacités et le contrôle de leur niveau effectif doivent tenir compte des caractéristiques techniques des capacités, qui sont de natures diverses, au travers des trois paramètres décrits précédemment qui permettent de les caractériser : puissance nominale, disponibilité sur PP2 et facteur de charge sur PP2.

Comme développé dans la réponse à la question 5, le facteur de charge doit permettre de traiter le cas des capacités intermittentes, subissant de manière prépondérante des aléas climatiques exogènes, comme le vent, l'ensoleillement et l'hydraulicité. Les simulations de l'équilibre offre-demande, caractérisant le paysage de défaillance du système, doivent s'appuyer sur un nombre important de chroniques caractérisant ces aléas afin d'être les plus représentatives des situations possibles de l'équilibre offre-demande. A partir de ces simulations et des puissances considérées lors des situations de défaillance sur la période PP2, il est possible d'estimer la contribution de ces capacités à la réduction du risque de défaillance.

Une approche statistique et normative doit dans tous les cas être retenue pour déterminer leur niveau de capacité effectif. Une approche qui viserait à évaluer ex post la puissance produite par ces installations lors des périodes de plus forte consommation de l'année de livraison considérée n'aurait aucun sens sur un plan économique :

- Les exploitants n'ont aucune maîtrise sur les aléas climatiques, et ne peuvent être tenus responsables des écarts qu'ils induisent. Pénaliser les acteurs de ces écarts les conduirait à retenir des prévisions extrêmement basses, avec en conséquence un suréquipement du système.
- Le niveau de capacité certifié serait très instable en fonction des aléas et des années vécues, et non représentatif par là-même de l'état de sur ou sous-dimensionnement du système en capacité. Pour illustrer ce propos, les graphiques suivants illustrent les variabilités qui pourraient être rencontrées selon les années :

Exemple : évolution sur 70 ans de la puissance disponible moyenne d'un ouvrage hydraulique fil de l'eau sur une période PP2 calée en référence aux heures les plus chargées



Prendre en compte la réalisation de ces aléas dans la détermination du niveau de capacité effectif viendrait clairement « brouiller » l'évaluation de l'état global des capacités du système. Cela d'autant plus que la part des énergies intermittentes va croître sensiblement dans les années futures.

La mesure de la puissance disponible (ou produite) constatée, n'est absolument pas adaptée pour évaluer le niveau effectif de ces capacités et leur bon dimensionnement au regard des besoins du système. Comme pour le calcul de la puissance de référence des clients, où une correction normative est appliquée et où il n'est pas tenu compte directement de la consommation constatée de ceux-ci sur l'année considérée, une approche normative, sur la base d'une période PP2 définie ex ante, doit être retenue. Celle-ci est la seule à même de refléter correctement la contribution des capacités, notamment intermittentes, à la réduction du risque de défaillance. En effet, il ne serait pas légitime que l'estimation relative à l'état du système (globalement déficitaire ou globalement excédentaire au regard du montant total d'obligations des fournisseurs) soit fonction de l'aléa climatique vécu.