Conclusion de la consultation ouverte

sur les règles du mécanisme de capacité V3.2

23.09.2019

Propos Introductif

Dans un processus d'amélioration continu du cadre réglementaire, RTE a ouvert, du 17 juillet 2019 au 30 août 2019, un appel à contributions dans la perspective de proposer d'ici la fin de l'année 2019 des évolutions ciblées du cadre règlementaire relatif au mécanisme de capacité (Règles V3.2). Le document de consultation n'abordait pas les questions relatives à l'évolution de l'architecture du mécanisme de capacité, lesquelles seront instruites à l'aune d'un retour d'expérience mené en 2020.

L'appel à contributions visait notamment à :

- instruire un certain nombre de sujets remontés par plusieurs acteurs dans l'objectif de caractériser l'ampleur des implications associées à ces enjeux et de proposer des évolutions règlementaires d'une complexité proportionnée ;
- recueillir l'avis des acteurs de marché sur des propositions d'évolutions élaborées par RTE.

La présente note vise à faire la synthèse des retours reçus dans le cadre de cette consultation et à formuler d'éventuelles adaptations règlementaires, afin de tenir compte des retours des acteurs de marché. Elle accompagne la publication d'un projet de règles V3.2 du mécanisme de capacité, **mis en consultation du 23 septembre au 9 octobre 2019 sur Concerte**.

La présente note s'articule en 7 sous-parties afin de reprendre les parties prévues par le questionnaire de consultation dont elle fait la synthèse.

1 Questions relatives à l'obligation de capacité

Question 1.1 relative à la disposition simplifiée n°1 du calcul de la puissance de référence

Afin de simplifier les gestes opérationnels à réaliser par certains GRD, les Règles du mécanisme de capacité (à l'article 6.3.3.1) prévoient une disposition simplifiée (dite « disposition simplifiée n°1 » de calcul de la puissance de référence qu'un GRD peut appliquer si l'ensemble de la consommation de son réseau est rattachée au périmètre d'un unique acteur obligé (appelé Acteur obligé bouclant). En cas d'application de cette disposition simplifiée n°1, RTE se charge du calcul de la puissance de référence pour le GRD, sur la base de la courbe de charge du GRD au bornes de son réseau (mesurée par RTE).

Cependant, dans sa rédaction actuelle, cette disposition simplifiée implique un double comptage de la production réalisée et des effacements certifiés activés pendant les périodes PP1 préjudiciable au bon fonctionnement du marché. En effet, les modalités actuelles de la disposition simplifiée n°1 ne prévoient pas la transmission par le GRD à RTE de données de production réalisée ni d'effacement réalisés. Ainsi, le soutirage brut «aux bornes» du réseau de distribution est assimilé à une consommation finale d'électricité alors que ce soutirage correspond à la consommation réelle diminuée de la production et des effacements réalisés pendant les périodes PP1 La puissance de référence est ainsi sous-estimée alors que par ailleurs, la production et les effacements réalisés (s'ils sont certifiés) intègrent la comptabilisation des capacités certifiées. Ceci conduit à un biais en comptabilisant deux fois la contribution à la sécurité d'approvisionnement de la production et des effacements réalisés sur les réseaux de distribution concernés par cette disposition.

Pour corriger ce biais, RTE propose d'adapter la disposition simplifiée 1 et prévoyant que les GRD concernés transmettent à RTE la valeur de la production télérelevée et estimée afin que RTE puisse calculer la puissance de référence sur la base de la consommation réelle.

Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

Les retours reçus par RTE sont favorables à cette proposition qui permet d'attribuer l'obligation de capacité au plus juste dans le cas de la disposition 1.

RTE proposera donc dans les règles V3.2 que les GRD ***choisissant*** la disposition simplifiée 1 remontent à RTE la courbe de charge de la production réalisée sur leur réseau. Les effacements activés certifiés seront également pris en compte dans le calcul de la puissance de référence par RTE. En revanche, RTE étant responsable du contrôle du réalisé des effacements, la transmission des effacements certifiées activés par les GRD à RTE n'est pas nécessaire.

Comme indiqué lors du groupe de travail du 27 juin 2019, les règles de calcul de la disposition simplifiée 2 (disposition permettant un calcul simplifié de la puissance de référence pour le GRD en permettant de calculer la puissance de référence des sites profilés au tarif réglementé de vente à partir de la différence entre la consommation totale et la consommation affectée aux autres sites) seront également mises en cohérence.

Modification des articles 6.3.3.1, A.3.5.1 et A.3.5.2

Question 1.2 relative au traitement des situations où le GRD ne transmet pas de données à RTE pour le calcul de la puissance de référence

En cas d'absence de transmission par le GRD à RTE de la puissance de référence des acteurs obligés actifs sur le réseau du GRD, le cadre règlementaire ne prévoit pas à ce jour de disposition permettant d'affecter aux acteurs concernés un niveau d'obligation par défaut. Cette situation n'est pas satisfaisante car elle conduit à un biais important sur le fonctionnement global du mécanisme (une partie de l'obligation n'est pas comptabilisée). L'enjeu est important : RTE estime qu'avec les données aujourd'hui manquantes pour le calcul de l'obligation 2017, le biais sur l'estimation de l'obligation totale 2017 (qui n'a à ce stade pas de caractère définitif) de l'ordre de 1 GW, du fait de l'absence de données de 90 GRD. Ainsi, en cas d'absence de transmission de donnée après la date limite de transmission prévue par la convention obligation RTE-GRD et après relance adressée au GRD, RTE propose d'affecter au GRD une puissance de référence correspondant à une évaluation de celle qui aurait été calculée via la disposition simplifiée 1 révisée (RTE ne pouvant pas appliquer la disposition simplifiée n°1 dans ce cas). La puissance de référence serait calculée comme la somme de :

- la puissance de référence calculée en considérant le soutirage aux bornes du GRD comme un site télérelevé thermosensible
- du niveau de capacité effective des EDC à la maille du GRD

Cette estimation constitue un majorant de la puissance de référence réelle (elle est supérieure à la puissance de référence réelle si les capacités certifiées ne sont pas activées pendant les périodes PP1.

Cette puissance de référence doit être affectée à un acteur obligé. RTE propose qu'elle soit affectée à un acteur obligé lié au GRD concerné. Cette puissance de référence pourrait ainsi être affectée à l'acteur portant l'obligation des pertes du GRD concerné.

Avez-vous des remarques relatives à cette proposition ? Avez-vous des propositions alternatives pour estimer la puissance de référence dans de telles situations ? Considérez-vous que cette puissance devrait être affectée à un autre acteur que l'acteur portant l'obligation pour les pertes du GRD concerné ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

Globalement les acteurs partagent le constat de RTE et l'impact que peut avoir m'absence d'affectation d'une partie de la puissance de référence sur le bon fonctionnement du marché et sa faculté à refléter la situation du système électrique par rapport au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Les acteurs sont en majorité favorables à ce que la puissance de référence correspondant à cette consommation soit affectée à un acteur obligé.

Néanmoins le mode de calcul, consistant à calculer la puissance de référence en supposant que les capacités certifiées sur le réseau du GRD sont activées pendant les heures PP1, ne fait pas consensus. La plupart des acteurs souscrivent à cette proposition mais certains craignent qu'elle puisse avoir un impact sur le signal renvoyé par le mécanisme, en affectant une obligation estimée supérieure à l'obligation réelle (qui n'est malheureusement pas calculable sans remontée de données de la part du GRD). Ces acteurs proposent alternativement qu'une valeur minorant l'obligation soit affectée, en utilisant la méthode de la disposition simplifiée 1 actuelle (c'est-à-dire non corrigée). Cette méthode consiste à considérer que les capacités certifiées ne sont jamais activées lors des périodes PP1.

RTE comprend bien l'inquiétude que suscite l'utilisation d'une valeur d'obligation imprécise (qu'elle soit un majorant et un minorant) sur le bon fonctionnement du marché.

L'alternative consistant à appliquer la disposition simplifiée 1 actuelle apparaît poser un problème d'incitation : un GRD n'envoyant pas les données se verrait attribuer une puissance de référence moins importante qu'un GRD appliquant les règles du mécanisme de capacité, toutes choses identiques par ailleurs. Cette situation n'offrirait donc pas un bon signal.

Afin de réduire l'écart entre la puissance de référence réelle et l'estimation de la puissance de référence proposée dans ce cas, RTE a identifié un amendement à sa proposition initiale consistant à calculer la puissance de référence comme la somme de ces termes :

- la puissance de référence calculée en considérant comme un site télérelevé thermosensible le soutirage aux bornes du GRD **additionné des effacements activés certifiés à la maille du GRD (**RTE dispose de ces informations par ailleurs) ;
- du niveau de capacité effective des EDC **de production** à la maille du GRD.

Avec cette méthode, RTE estime la surestimation de la puissance de référence à seulement **60MW**[1] **contre 1GW de puissance de référence manquante** pour le marché dans le cas présenté en GT le 27 juin 2019.

Sur le sujet de la personne morale responsable de la couverture de la puissance de référence ainsi calculée, les acteurs se sont majoritairement opposés à ce que le responsable d'équilibre pour les pertes du GRD voie cette puissance de référence ajoutée à son périmètre. Dans le projet de règles mis

[1] Ce calcul constitue une approximation, il est réalisé à partir des NCC en considérant que les filières fatales et les cogénérations produisent à hauteur de leur puissance disponible pendant les périodes PP2 (i.e. réalisé =NCC) et que les capacités diesel de produisent pas pendant les heures PP2.

en consultation RTE proposera donc que la puissance de référence soit affectée au GRD en tant qu'acteur obligé en accord avec la proposition de l'ADEeF.
Cette affectation par défaut n'a pas pour objet de se substituer aux mesures d'accompagnement mises en place par RTE, l'agence ORE, l'ADEeF et les fédérations d'ELD.
Ajout des articles 6.4.1.1 et A.3.5.3

2 Questions relatives à la certification, aux contrôles et aux règlements financiers

Question 2.1 relative à la facturation des frais de certification

Faisant suite à une demande formulée par l'ADEEF, il est envisagé de corriger une incohérence des règles relative à la facturation des frais de certification, afin qu'ils puissent être facturés lors de la signature du contrat exploitant GRD, et non plus à l'émission du contrat. Cette pratique est conforme au processus approuvé par le CRE (§7.12.1), aux pratiques opérationnelles et permet de limiter les contestations quant au NCC à prendre en compte.

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles
Les acteurs sont globalement favorables à cette proposition de clarification des règles (les règles actuelles étant contradictoires) et d'alignement avec les pratiques actuelles. RTE proposera donc que les règles conservent uniquement le processus prévu au paragraphe 7.12.1.1 c'est-à-dire une facturation et un paiement des frais de certification après la signature du contrat GRD-Exploitant.

Question 2.2 relative à l'affectation des recettes liées aux frais de certification aux différents gestionnaires de réseaux

Faisant suite à une demande formulée par l'ADEEF, il pourrait être envisagé que la trame multi-GR prévue à l'article 7.4.4.3 des Règles du mécanisme de capacité pour la production intègre des paramètres de certification par site, afin d'affecter plus finement les frais de certification dû à chacun des GR. Le calcul d'équivalents de NCC à la maille de chaque GR se limiterait à l'affectation des frais de certification et n'aurait aucune autre incidence par ailleurs (notamment sur le contrôle du tunnel de certification qui sera toujours étudié à la maille de l'EDC).

Analyse des réponses
Cette proposition est très largement supportée par les acteurs ayant répondu, RTE propose donc de modifier en cohérence le paragraphe 7.4.4.3 relatif au processus de certification multi-GR.

Question 2.3 relative au traitement des situations où des sites de production n'ont pas été certifiés dans les délais réglementaires

Les règles en vigueur du mécanisme de capacité ne prévoient pas les situations où des sites de production, qui ont pourtant l'obligation de se certifier, n'ont pas opéré cette certification dans les délais réglementaires. Dans le cas où un site n'est pas certifié mais sa disponibilité offerte via une EDA liée à une autre EDC les règles actuelles prévoient que l'ensemble du disponible de l'EDC soit mis à zéro. L'absence de certification d'un site ayant un impact sur un agrégat potentiellement beaucoup plus important. En cohérence avec les dispositions introduites en fin d'année dernière pour les capacités d'effacement, RTE propose d'ouvrir la possibilité pour des acteurs ne s'étant pas certifiés dans les délais réglementaires prévus de régulariser leur situation moyennant des frais visant à maintenir une incitation suffisante pour les détenteurs de capacité à certifier leurs capacités dans les délais réglementaires. La certification des moyens de production étant une obligation légale, RTE propose que ces frais soient supérieurs à ceux prévus pour les capacités d'effacement et propose d'utiliser cette formule : 0,3 × $NCEéq, site \times PREC$

Identifiez-vous d'autres situations qui nécessiteraient un aménagement des règles de certification ? Dans ce cas, quel régime d'incitation proposez-vous ? Quel proxy proposeriez-vous pour calculer le terme $\boldsymbol{NCEéq, site}$ *?*

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

Ce sujet de concertation suscite de nombreuses réactions, les avis des acteurs sont toutefois partagés quant à la proposition de RTE : certains soutiennent l'idée de pénaliser les demandes de certification de capacités de production réalisées après leur date limite de certification notamment pour assurer la transparence nécessaire sur l'offre réelle de capacité. D'autres considèrent qu'une pénalisation n'est pas nécessaire, et argumentent qu'un accompagnement de RTE et des GRD est suffisant. Cette proposition de RTE, au-delà d'offrir au marché la meilleure vision possible des capacités réellement disponibles, vise à limiter l'impact de l'absence de certification d'un site par rapport aux règles en vigueur. En effet dans le cas où une EDC est liée à une EDA composée en partie de sites non certifiés, les règles en vigueur prévoient que la disponibilité résiduelle de l'EDA ne soit pas comptée dans le calcul du NCE. L'impact d'une absence de certification se propageant sur tous les sites de l'EDC la pénalisation (sur le calcul du NCE) prévue par les règles existantes est beaucoup plus impactante que la proposition de RTE.

Plusieurs réponses insistent sur l'importance de prendre en compte les délais de certification par les gestionnaires de réseaux et de considérer la date de demande de certification et non pas la date de signature du contrat de certification pour l'application d'une pénalité éventuelle. Enfin majoritairement les acteurs considèrent qu'une éventuelle pénalité doit être proportionnelle au retard de certification.

Afin de limiter les cas d'application des pénalités aux cas les plus graves (ne pas pénaliser les oublis de bonne foi) tout en maintenant l'obligation d'une certification avant la période de livraison, RTE propose d'appliquer une pénalité lors du règlement financier si un site de production existant n'a pas fait l'objet d'une demande de certification à la première des deux dates suivantes :

- 1er janvier de l'année de livraison concernée
- 2 mois après notification à l'exploitant de la capacité de production par le gestionnaire de réseau auquel est raccordée la capacité d'une invitation à faire sa demande de certification

RTE propose également une pénalité plus faible que lors du GT du 27 juin 2019, alignée sur les frais d'ajout de sites d'effacement non certifiés, en appliquant la formule de 0,2 * PREC * NCE_{Site}. Les règles ne prévoyant pas de définition pour la grandeur NCE_{Site}, RTE propose par soucis de simplicité qu'elle soit par convention calculée au prorata du nombre de site de l'EDC ou de l'agrégat d'EDC sauf si le RPC apporte des éléments permettant de justifier une autre valeur.

Question 2.4 relative à l'application d'une limite sur le nombre de tests sur les EDC dont le périmètre évolue en cours d'année de livraison

Les règles du mécanisme de capacité prévoient que les acteurs déclarent le lien entre leur entité de certification (EDC), caractérisée par la signature d'un contrat de certification, et les entités à travers lesquels ces mêmes sites certifiés proposent leur disponibilité sur les marchés de l'énergie : il s'agit de la déclaration des liaisons dont le fonctionnement est détaillé à l'article 7.4.5.3.3 des Règles du mécanisme de capacité. Par ailleurs, les règles SI, qui détaillent les modalités de déclaration de ces liaisons, permettent la redéclaration des liaisons entre EDC et EDE/EDA après le temps réel. Ainsi, le critère du nombre limite de tests par EDC prévu dans les règles (au maximum 3 tests par EDC par an) n'est pas applicable opérationnellement à ce jour. Conscient que ce critère a été introduit pour limiter le risque associé aux coûts des tests pour les acteurs, RTE envisage d'aménager cette disposition pour permettre son application de facto tout en maintenant un « garde-fou » du même ordre de grandeur permettant de limiter pour un acteur les coûts associés aux tests. Plusieurs options sont envisagées à ce jour:

- Option 1 : Maintien du critère de 3 tests par EDC en supprimant la possibilité de redéclarer des liaisons après le temps réel ;
- Option 2 : Maintien du critère de 3 tests par EDC en appliquant ce critère sur la base d'une photo figée avant le temps réel ;
- Option 3 : Evolution du critère limitant vers un critère basé sur l'identité du titulaire d'EDC et le volume de capacité certifié.

La suppression de la possibilité de redéclaration des liaisons après le temps réel vous semble-t-elle compatible avec vos contraintes ? Si ce n'est pas le cas, pourquoi ? Par ailleurs, quelle option parmi les trois proposées vous semble la plus opportune et pourquoi ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

Plusieurs acteurs demandent à préserver la possibilité de redéclarer les liaisons après le temps réel, sans pour autant expliciter les raisons de cette demande. Quelques acteurs précisent ne pas être opposés à supprimer la possibilité de redéclarer des liaisons après le temps réel.

La possibilité de redéclarer des liaisons après le temps réel étant source de complexité et participant à réduire la lisibilité du mécanisme, RTE propose que de supprimer la possibilité redéclarer des liaisons après le temps réel dans la majorité des configurations **(i.e. option 1 retenue).** La possibilité de redéclarer des liaisons après le temps réel sera néanmoins maintenue lorsque les acteurs ne disposent pas des informations nécessaires pour effectuer leur déclaration de liaison dans les temps (dysfonctionnement SI).

Dans cette configuration, RTE propose de maintenir le critère d'au plus 3 tests par EDC.

Un acteur a demandé à ce que les critères de sélection des entités testées puissent évoluer de sorte à prendre en compte les résultats des tests passés. En réponse à cette demande d'acteur, RTE propose d'introduire dans les règles que la probabilité d'être testé dépend également des résultats passés (plus une capacité a été défaillante, plus sa probabilité d'être testée est élevée).

Modification de l'article 7.9.4.1 des règles du mécanisme de capacité et de l'article 5.1.3 des règles SI

Question 2.5 relative au traitement des situations où les puissances réalisées lors de tests sont supérieures aux puissances proposées

Dans le cadre d'un test mené au titre du mécanisme de capacité, si le volume conforme $Vconforme$ (i.e. le volume réalisé) est supérieur au volume testé $Vtesté$ (i.e. le volume qui est demandé lors du test), l'application de la formule prévue par les règles prévoit que le coefficient $AjuTest,é,EDC,i$ puisse être supérieur à 1. De même, le coefficient $AjuTest,é,EDC$ qui résulte de la moyenne de tous les coefficients de test n'est pas majoré par 1 à ce jour.

Suite à ce constat, plusieurs enjeux ont été identifiés par RTE :

i. si une capacité s'active davantage que sa disponibilité proposée sur le marché, ce « surplus » de disponibilité est déjà pris en compte via le contrôle du réalisé, conformément à l'article 7.9.2 des règles. Appliquer un coefficient supérieur à 1 en parallèle reviendrait à comptabiliser deux fois ce surplus.

ii. si, conformément aux critères détaillés à l'article 7.4.1 des Règles, une capacité a une probabilité élevée d'être testée conformément aux critères détaillés à l'article 7.9.4.1 des Règles du mécanisme de capacité, un titulaire pourrait avoir intérêt à sous-déclarer sa disponibilité sur les marché MA et/ou NEBEF pour profiter de l'effet de levier lié au résultat d'un test réussi. Or l'existence des tests au titre du mécanisme de capacité a vocation à ce que les acteurs déclarent leur disponibilité au plus juste et tout biais impliquant une sous-déclaration de la disponibilité sur les marchés de l'énergie doit être évité.

Au vu des biais identifiés, RTE envisage de majorer le coefficient d'ajustement définitif (moyenne des différents coefficients de test) par 1 et s'interroge sur l'opportunité de majorer les coefficients calculés pour chacun des tests.

Identifiez-vous d'autres enjeux relatifs à l'absence de majoration de ces coefficients résultant des tests menés au titre du mécanisme de capacité ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

Le constat est majoritairement partagé par les acteurs, qui proposent de majorer le coefficient test définitif par 1 et de ne pas majorer les coefficients intermédiaires, calculés pour chacun des tests.

Un acteur souhaite que le coefficient audit puisse être supérieur à 1 pour compenser un éventuel test défaillant.

Conformément à la majorité des retours, RTE propose donc de plafonner le coefficient définitif par 1, et permettre que les coefficients intermédiaires puissent prendre des valeurs supérieures à 1 pour éventuellement compenser les résultats d'un test par rapport à un autre. Cependant, afin de limiter les éventuels effets de leviers disproportionnés qui pourraient inciter certains acteurs à sous-déclarer la disponibilité qu'ils proposent sur les marchés lorsque leur probabilité d'être testée est élevée, RTE propose de majorer les coefficients intermédiaires par 150%. Ce plafond pourra être révisé sur la base d'un retour d'expérience.

S'agissant du coefficient lié au audit, RTE précise que les audits ne sont pas prévus pour annuler le résultat d'un test qui serait défaillant mais ont vocation à vérifier des paramètres qui ne peuvent pas être testés facilement. L'introduction dans les règles du mécanisme de capacité que la probabilité d'être testé augmente si les tests passés sont défaillants devrait permettre aux acteurs de pouvoir rattraper leur résultat sur la base d'un nouveau test.

Modification des articles 7.9.4.6 des règles du mécanisme de capacité.

Question 2.6 relative à la simplification des dispositions concernant la comptabilisation et le coût des rééquilibrages

Les règles actuelles prévoient différentes dispositions concernant les rééquilibrages : certains rééquilibrages sont gratuits, d'autres payants. Et le niveau du coût de rééquilibrage dépend du nombre de rééquilibrages « comptabilisés » effectués. Certains rééquilibrages ne sont en effet pas comptabilisés.

Dans la partie 2.D de la présentation du groupe de travail du 27 juin, RTE a identifié un certain nombre de simplifications qui pourraient être intégrées au cadre réglementaire afin de faire converger autant que possible les notions rééquilibrages gratuits et de rééquilibrage non-comptabilisé.

Êtes-vous favorable à ces mesures de simplification ? Selon-vous est ce que d'autres types de rééquilibrages doivent être considérés comme gratuits ? Les garde-fous proposés vous paraissent-ils pertinents ? Selon-vous existe-t-il d'autres options de simplifications applicables aux rééquilibrages ?

Analyse des réponses

Les retours de la consultation sont majoritairement pour cette mesure de simplification proposée par RTE, certains retours font apparaitre des inquiétudes sur la nature gratuite ou payante de certains rééquilibrages.

Les interrogations principales concernent les capacités sous obligation d'achat et/ou certifiées selon la méthode normative. L'ensemble des rééquilibrages liés à des mouvements de sites sous obligation d'achat au sein de nouvelles EDC ou d'EDC existantes (mise en service d'un nouveau site, entrée ou sortie d'OA avec fermeture ou non du site) sont considérés comme **gratuits dans la proposition de règles de RTE** (respectivement paragraphes e) et f) de l'article 8.4.2.2. Cette proposition est une amélioration par rapport aux règles en vigueur qui considéraient les rééquilibrages pour les EDC certifiées selon la méthode normative (excluant de fait une partie des capacités sous obligation d'achat) comme non comptabilisés mais payants.

Un acteur déplore que la proposition de RTE porte notamment sur le retrait des rééquilibrages relatifs à des EDC certifiées selon la méthode normative de la liste des rééquilibrages non comptabilisé. Excepté les cas de rééquilibrage développés au paragraphe précédent, la méthode normative désensibilisant l'exploitant de capacité à la présence de sa source d'énergie primaire les rééquilibrages d'EDC certifiés selon la méthode normative font suite à des pannes, avaries, fermetures, maintenance longue etc. Les acteurs bénéficiant également de rééquilibrages gratuits pour fortuits ou suite à une décision administrative RTE considère qu'il n'est pas opportun de considérer l'ensemble des rééquilibrages des EDC certifiées selon la méthode normative comme non comptabilisés et à fortiori comme gratuits.

Enfin un participant demande à ce que RTE précise si le rééquilibrage est gratuit ou non lors de sa confirmation. RTE propose que l'acteur, lors de sa demande de rééquilibrage, fasse part de son souhait

de bénéficier d'un rééquilibrage gratuit et joignent les éléments de preuve utiles à sa demande de rééquilibrage gratuit si nécessaire. RTE confirmera ou infirmera la comptabilisation du rééquilibrage. Les règles mises en consultation par RTE reprennent donc la majorité des propositions formulées lors du GT du 27 juin 2019.
Par ailleurs, si le changement de constitution d'EDC se fait sans changement de RPC, l'article 7.6.2 permet aux acteurs de demander une modification de la constitution en site de leur EDC sans changement de NCC à la maille du RPC. Cet article a été précisé dans ce sens.

3 Questions relatives aux nouvelles flexibilités

Question 3.1 relative à l'enjeu associé à la séparation des sites d'entités disjointes

Les dispositions relatives à l'appel d'offre long-terme pour de nouvelles capacités prévoient que les capacités lauréates au titre d'un appel d'offre pour une année de livraison donnée ne puissent pas être agrégées avec les capacités lauréates au titre de l'appel d'offre pour une autre année de livraison, car les conditions de rémunération sont différentes.

Dans le cadre de la concertation menée dans le cadre de l'appel d'offres long terme, a été mentionné la question de la désoptimisation de portefeuille liée à la séparation des sites lauréats de différents appels d'offres, dans plusieurs EDC. Faisant suite à l'expression de cette préoccupation, RTE souhaite instruire la question du foisonnement des sites au sein des différentes entités dans le cadre du mécanisme de capacité, afin d'avoir une meilleure estimation de l'opportunité associée en terme de disponibilité pour la sécurité d'approvisionnement. RTE souhaite notamment disposer d'éléments (si possible quantitatifs) permettant d'apprécier les enjeux associés.

RTE proposera des éventuelles évolutions règlementaires d'une complexité proportionnée aux impacts quantifiés.

Selon vous, la séparation des sites dans plusieurs EDC est-elle susceptible d'impliquer une « désoptimisation » des portefeuilles, pour les acteurs lauréats par exemple, et si oui pour quelles raisons ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs permettant d'évaluer les enjeux associés ?

Analyse des réponses

De manière générale, les acteurs sont unanimement favorables à accroitre la flexibilité dans la gestion des portefeuilles d'effacement. Un acteur évoque que les contraintes appliquées sur les périmètres des opérateurs d'effacement pourraient réduire la puissance disponible des opérateurs d'effacement jusqu'à 10% mais n'explique pas cet ordre de grandeur. Un autre acteur précise plusieurs contraintes qui limitent la possible valorisation de capacités d'effacement composées de trop peu de sites : la

volatilité de la courbe de charge agrégée, la volatilité des gradients calculés pour les EDC thermosensibles, les seuils de participation sur certains marchés (e.g. MA).

RTE est sensible aux enjeux liés à la valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie et de la capacité, mais regrette que les éléments transmis ne permettent pas d'apprécier les enjeux rencontrés par les opérateurs d'effacement ou de quantifier des ordres de grandeurs nécessaires pour apporter des réponses appropriées (i.e. d'une complexité proportionnée aux enjeux de désoptimisation rencontrés par les acteurs). Afin de poursuivre cette instruction, RTE propose que les acteurs puissent envoyer des contributions plus étayées afin qu'elles puissent être instruites dans le cadre du GT Effacement transverse. Des réponses règlementaires pourront être apportées sur la base de cette instruction.

Dans le cadre des appels d'offres long terme organisés cette année, RTE propose d'accroitre la flexibilité pour les tous les éventuels lauréats (nouvelles capacités de production et d'effacement), en les autorisant à signer un unique contrat AOLT – et donc à créer une unique EDC – dans le cas où plusieurs offres financières déposées sont lauréates d'un appel d'offres portant sur une même période de sécurisation. Cette disposition serait applicable dès les appels d'offres organisés cette année si le projet de règles V3.2 est approuvé avant le 12 décembre 2020.

D'autres mesures permettant d'accroitre la flexibilité des opérateurs d'effacement (EDC couvrant plusieurs contrats AOLT, multi-EDC etc …) devront être étudiées, à la lumière de l'instruction susmentionnée, pour les exercices futurs.

Modification de l'article 10.2.3 des règles du mécanisme de capacité et des articles 2.3 des cahiers de charges des appels d'offres (en conformité avec l'évolution règlementaire).

Question 3.2 relative à la déclaration (dans le registre des actions de maîtrise de la consommation), des effacements dont la valorisation de l'énergie est explicite et la valorisation de la capacité est implicite

A ce jour, le registre des mesures de maitrise de la consommation recense uniquement les effacements indissociables de la fourniture (i.e. les effacements dont la valorisation à la fois de l'énergie et de la capacité est implicite).

Or RTE a identifié que certains opérateurs d'effacement valorisent leur disponibilité/capacité sans les certifier (et à travers l'activation sur les périodes PP1), générant ainsi une valorisation implicite de la capacité alors même que la part énergie est valorisée explicitement.

RTE propose que ces effacements soient déclarés par les opérateurs d'effacement pour qu'ils puissent faire l'objet de transparence au même titre que les effacements indissociables de la fourniture.

Avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Analyse des réponses

Une majorité d'acteurs est en faveur d'afficher ces informations sur le registre des actions de maitrise de la consommation.

Un acteur demande que RTE publie directement ces informations sur le registre. A ce titre, RTE rappelle que le registre des actions de maitrise de la consommation a pour principal objectif de donner des informations aux acteurs de marché avant l'année de livraison. Or RTE n'a pas de visibilité sur ces effacements implicites avant qu'ils déclarent des NEBEF proche du temps réel.

Conformément à la majorité des retours, RTE propose que tous les acteurs qui valorisent des capacités d'effacement implicitement, sous forme d'une réduction de leur consommation lors des jours PP1, portent une obligation de déclarer à RTE leur meilleure estimation des effacements qu'ils envisagent de valoriser implicitement lors des jours PP1. RTE intégrera ces déclarations au registre public des actions de maitrise de la consommation.

Modification de l'article 11.5 des règles de mécanisme de capacité.

Question 3.3 relative à l'existence d'un besoin de traitement réglementaire spécifique de la relation entre site et fournisseur pour les capacités d'effacement dont la valorisation de l'énergie est explicite et la valorisation de la capacité est implicite

Par ailleurs, pour les effacements dont la valorisation de l'énergie sur les marchés est explicite et dont la valorisation de la capacité est implicite (réduction de l'obligation du fournisseur en réduisant leur consommation lors des heures de pointe PP1), bien que la juste obligation est attribuée à l'acteur obligé concerné, celui-ci n'est, a priori, pas informé par RTE ou le GRD de cet effacement1. Ainsi, il nous a été remonté que, dans ce cas, le site pouvait être facturé par son fournisseur d'un niveau d'obligation qui n'est pas réduit de l'effacement activé. Bien que cette situation puisse être traitée par l'information du site à son fournisseur sur les effacements réalisés, RTE s'interroge sur l'intérêt d'une évolution des règles dans ce sens compte-tenu (i) qu'une solution purement contractuelle entre le site et son fournisseur apparaissent plus légitime et (ii) que le nombre de telles situations est a priori réduit.

Selon vous, ce cas de figure vous semble-t-il pouvoir se réitérer de manière significative à l'avenir ? Souhaiteriez-vous que RTE apporte une réponse réglementaire pour répondre à ce besoin ?

Analyse des réponses

Les acteurs soulignent qu'une réponse réglementaire ne semble pas appropriée.

Conformément à ces retours, RTE propose donc de ne pas modifier les règles sur ce sujet et qu'un suivi du volume concerné par de tels effacements puisse être fait via le registre public des actions de maitrise de la consommation.

Aucune modification règlementaire prévue

Question 3.4 relative à l'application de contraintes de stock aux capacités contractualisées au titre des réserves

Actuellement, les règles du mécanisme de capacité prévoient une certification normative concernant les capacités intégralement contractualisées dans le cadre des services système. En l'espèce, aucune contrainte de stock additionnelle à celle prévue par la certification dans le cadre des services système ne s'applique à la puissance disponibilite à la hausse contractualisée au titre des services système (demi-bande). Cette disposition a été retenue pour pouvoir permettre la valorisation, aussi rapidement que possible, des nouvelles flexibilités contractualisées dans le cadre de services système et qui ne participent pas au Mécanisme d'Ajustement. Afin d'accroitre la visibilité règlementaire pour les acteurs concernés, RTE souhaite instruire le sujet des contraintes de stocks à appliquer à ces capacités participant aux services systèmes.

Selon vous, est-il pertinent de généraliser l'application des contraintes de stock du mécanisme de capacité à toutes les capacités intégralement contractualisées au titre des services système ? Pourquoi ?

Analyse des réponses

Plusieurs acteurs sont en faveur de continuer de ne pas appliquer de contraintes de stock aux capacités intégralement retenues à l'issue du processus de sélection des services système.

En conformité avec ces retours et dans la perspective clarifier et d'homogénéiser les modalités de traitement des capacités contractualisées dans le cadre de services système, RTE propose que toute entité de certification dont toute ou partie de la disponibilité serait retenue à l'issue du processus de sélection des services système déclare ses contraintes de stock sans comptabiliser les contraintes de stock associées à la disponibilité retenue à l'issue du processus de sélection.

Cette approche se justifie notamment du fait que toute capacité programmée sur toutes les heures PP2 évite à une unité de production conventionnelle d'être réservée sur une partie de sa capacité de production pour la réalisation des services système et pourra être ajustée sur la base d'un retour d'expérience.

Modification des articles 7.8.4 et 7.8.5 des règles du mécanisme de capacité.

4 Questions relatives au fonctionnement du marché

Question 4.1 relative à l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2021

Les règles actuelles prévoient que les échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2021 soient ouverts au 1er mars 2020. Cette date a été choisie à l'issue de la concertation de fin 2018 et visait à permettre une éventuelle évolution sur l'organisation des enchères avant l'ouverture des échanges pour

l'année de livraison 2021. L'évolution envisagée consistait à organiser des sessions de marché organisé portant sur des produits « à terme » (session de marché organisé où le produit échangé est une promesse d'échange ultérieur de garantie de capacité à un prix prédéfini) au même rythme que les sessions de marché organisé « au comptant » de garanties de capacité (i.e. sessions de marché organisé où les garanties de capacité changent de propriétaire) pour toutes les sessions de marché organisé précédant la dernière session de marché organisé avant l'Année de Livraison - cette dernière enchère restant « au comptant ». La CRE a instruit cette question et a fourni des éléments d'analyse lors du GT du 27 juin, concluant qu'il n'était pas opportun en l'état du marché de prévoir une évolution dans ce sens2.

Cette question étant désormais tranchée, RTE pourrait avancer à la fin de l'année 2019, l'ouverture les échanges relatifs à l'année de livraison 2021 anticipant ainsi la date actuellement prévue par les dispositions transitoires des règles (01/03/2020). RTE proposerait dans ce cas de prévoir que l'ouverture intervienne après la révision des paramètres prévue pour la fin d'année, afin de pouvoir prendre en compte d'éventuelles évolutions du paysage énergétique impactant 2021 dans ce paramétrage (i.e. dans certains scénarii de sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne, conduisant à un retour au modèle implicite pour la contribution de la Grande-Bretagne à la sécurité d'approvisionnement de la France).

Cette proposition d'anticiper l'ouverture de l'année de livraison 2021 à la fin de l'année 2019 vous semble-t-elle pertinente ?

Analyse des réponses

Une majorité d'acteurs est en faveur d'ouvrir des échanges de l'Année de Livraison 2021 dès que possible.

RTE propose d'ouvrir les échanges relatifs à l'Année de Livraison 2021 lors du paramétrage de du mécanisme de capacité prévu en fin d'année 2019, afin de permettre d'actualiser les paramètres pour l'Année de Livraison 2021 si des écarts sensibles sont identifiés par rapport à l'exercice de paramétrage mené fin 2018.

Modification de l'article 4.5.3 des règles du mécanisme de capacité d'ici la fin de l'année 2019.

Question 4.2 relative à l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2022 à 2024

Les règles prévoient l'ouverture des échanges pour les années de livraison 2022 à 2024 à la date du 30 juin 2019. Le mécanisme de capacité a été conçu en prévoyant une 'ouverture des années de livraison 4 ans à l'avance afin de faire émerger un signal économique de long terme sur la sécurité d'approvisionnement et donner de la visibilité aux acteurs pour sur leurs choix concernant leurs capacités (notamment pour investir). De ce point de vue, il semblerait souhaitable d'ouvrir les années de livraison 2022 à 2024, par exemple au même moment que l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2021. Cette opportunité doit cependant être considérée en prenant en compte les réflexions relatives à l'évolution de l'architecture du mécanisme de capacité. A ce titre, conformément aux règles,

RTE réalisera un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, après la finalisation complète de la première année de livraison (AL2017, dont les règlements financiers interviendront en mars 2020). RTE propose que ce retour d'expérience serve de base de réflexion sur une éventuelle évolution de l'architecture du mécanisme, suggérée par la CRE dans sa *Délibération n°2018-201 du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.*

L'ouverture des échanges sur des années de livraison peut avoir pour conséquence de figer au moins en partie certains éléments de l'architecture pour les années de livraison ouvertes. A ce titre, il pourrait apparaitre souhaitable de repousser l'ouverture des années de livraison pour tout ou partie de ces années de livraison 2022, 2023 et 2024.

Analyse des réponses

Une majorité d'acteurs privilégie de ne pas ouvrir les échanges des années de livraison pour ouvrir les années de livraison pour lesquelles des évolutions d'architecture de marché pourraient être envisagées. Un acteur est en faveur d'ouvrir les années 2022 et 2023 avec l'architecture de marché actuelle et de travailler en parallèle à une centralisation du mécanisme de capacité français pour les années de livraison 2024. Plusieurs acteurs proposent de se placer en régime nominal (ouverture des échanges pour les AL 2021, 2022, 2023 dès que possible et ouverture des échanges pour l'AL 2024 au 1er janvier 2020).

Au vu du processus allant de la conception à l'approbation définitive de l'architecture existante du mécanisme de capacité français (de 2010 à fin 2016), RTE s'interroge sur la pertinence de maintenir les échanges fermés pour l'année de livraison 2022.

En effet, tout processus d'évolution structurant du mécanisme de capacité (p.e. centralisation) devra prendre en compte les phases suivantes : i) retour d'expérience du mécanisme de capacité existant, ii) concertation et conception de la nouvelle architecture de marché, iii) éventuelle modification de la loi portant sur le mécanisme de capacité (article L335 du Code de l'énergie), iv) modification du décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité (article R335 du Code de l'énergie), v) concertation et rédaction de nouvelles règles pour le mécanisme de capacité français, vi) approbation du nouveau cadre règlementaire par la DG COMP de la Commission européenne. A ce jour et au vu des expériences passées, il ne semble pas réaliste d'achever l'ensemble de ces phases avant l'année 2022. Aussi, étant donné que le mécanisme de capacité est conçu pour renvoyer des signaux long terme sur la sécurité d''approvisionnement, RTE propose d'ouvrir l'année de livraison 2022 lors du paramétrage du mécanisme de capacité, prévue en fin d'année 2019, afin de permettre d'actualiser les paramètres pour l'Année de Livraison 2021 si des écarts sensibles sont identifiés par rapport à l'exercice de paramétrage mené fin 2018. RTE propose à ce stade de maintenir fermés les échanges pour les années de livraison 2023 et 2024 pour se laisser la possibilité d'une entrée en vigueur d'une nouvelle architecture à ces horizons. Cependant (notamment pour AL 2023), l'échéance est très

ambitieuse et selon l'avancée des travaux et les orientations qui pourront être prises sur l'évolution du mécanisme, le calendrier sera précisé, ce qui pourrait conduire à ouvrir ultérieurement l'année de livraison 2023, voire 2024.

Modification de l'article 4.6.3 des règles mécanisme de capacité d'ici la fin de l'année 2019.

5 Questions relatives à la participation transfrontalière

Le décret et les règles du mécanisme de capacité prévoient que les modalités techniques de l'enchère de tickets d'accès pour les exploitants de capacités pré-certifiés soient proposées par RTE et ajoutées aux règles. Ces modalités portent sur :

- la forme des offres que les exploitants de Capacité peuvent déposer ;
- la date limite de dépôt des offres ;
- les modalités de sélection des offres.

Question 5.1 relative à la date limite de dépôt des offres

Question 5.2 relative à la vente par RTE des tickets d'accès

Question 5.3 relative à la forme des offres et la méthode de clearing pour les enchères de ticket d'accès

Question 5.4 relative aux modalités d'allocation en cas d'offres à prix identiques

Analyse des réponses

La question relative à la date limite de dépôt des offres a suscité peu de réponse, RTE propose de conserver une souplesse dans les règles pour pouvoir adapter le calendrier aux enjeux opérationnels de cette nouvelle activité. RTE propose dans les règles en consultation d'offrir les tickets d'accès sans prix de réserve conformément à sa proposition en GT et aux retours des acteurs unanimes sur la question.

Les acteurs sont partagés sur la méthode d'allocation des tickets d'accès dans le cas où plusieurs demandes de tickets d'accès seraient offerts au même prix: certains souhaitant l'application d'un critère environnemental d'autres l'application d'un prorata. En revanche un seul acteur demande la possibilité d'assortir son offre d'un volume minimal. La probabilité de plusieurs offres exactement au même prix étant faible, RTE souhaite proposer une solution simple dans sa mise en œuvre. Une répartition au prorata multipliant le nombre de certification de petits volumes nécessaires, RTE propose dans les règles en consultation de départager les offres en premier lieu selon un critère d'émission de CO2. Un critère d'horodate de dépôt reste dans toutes les solutions retenues nécessaire en second lieu. Cette proposition permet d'harmoniser les critères de sélection entre l'enchère des tickets d'accès et l'AOLT.

6 Questions relatives à l'appel d'offres long terme

Question 6.1 relative aux modalités de participation aux appels d'offres long-terme des sites participant à l'effacement et ayant déjà valorisé leurs capacités avant le début de la période d'engagement : le cas du changement de consommateur sur un site existant

Le dispositif d'appel d'offre long-terme pour de nouvelles capacités, prévoit, pour les capacités lauréates, une rémunération capacitaire garantie (sous forme de contrat pour différence) pour une période de 7 ans. Cet appel d'offre vise à favoriser l'investissement en donnant de la visibilité sur la rémunération sur le temps long et est donc réservé aux nouvelles capacités (et qui ne dispose pas d'un dispositif de soutien par ailleurs).
Afin d'éviter toute surcompensation susceptible de fragiliser juridiquement l'AOLT au titre de la proportionnalité des aides d'état, l'appel d'offres long terme doit, par construction, valoriser les investissements impliquant des coûts d'un ordre de grandeur assimilable à ceux générés par un investissement dans une nouvelle capacité « en partant de rien ». Selon RTE, le changement de consommateur sur un site ne se traduit pas nécessairement, pour l'opérateur d'effacement, par des coûts d'un ordre de grandeur comparable à ceux engendrés par l'investissement initial.

Partagez-vous ce constat ? Si ce n'est pas le cas, pouvez-vous partager des éléments qualitatifs et quantitatifs permettant d'étayer votre propos.

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

La majorité des acteurs ayant répondu à cette question partage le constat formulé par RTE.

Un acteur conteste ce constat et apporte des éléments chiffrés pour justifier que le coût de commercialisation d'un nouvel occupant peut être assimilable à celui d'une nouvelle installation. RTE salue cette réponse qui apporte des éléments quantitatifs et permet de mieux appréhender les enjeux rencontrés par les opérateurs d'effacement diffus. Le raisonnement étayé sur la base d'ordres de grandeur repose sur le fait que le coût d'acquisition d'un client isolé géographiquement est supérieur au coût d'acquisition initial d'un client, lequel est réduit grâce à des campagnes groupées de commercialisation. RTE comprends que cette problématique est liée à la moindre efficacité de la commercialisation d'un client isolé. Cependant, sur la base de ces éléments RTE s'interroge sur la

pertinence à ce que l'AOLT finance des coûts de commercialisation anormalement élevé justifié par une approche « client par client », dont le constat est partagé qu'elle est moins efficace d'un point de vue économique (sans perspective d'amélioration de cette efficacité à long terme). Le même acteur évoque également que, dans la majorité des cas, la modernisation des dispositifs d'effacement en place est nécessaire. RTE précise que la proposition formulée en retour à la question 6.2 devrait permettre de couvrir ces configurations.

Conformément à ces retours, RTE propose de ne pas faire évoluer les conditions d'éligibilité de l'AOLT sur la base d'un changement de consommateur sur un site de consommation.

Question 6.2 relative aux modalités de participation aux appels d'offres long-terme des sites participant à l'effacement et ayant déjà valorisé leurs capacités avant le début de la période d'engagement : le cas de réinvestissements dans des dispositifs techniques pour réaliser des effacements

De manière générale, les enjeux identifiés en termes de coûts d'investissement justifiant une rémunération au titre de l'AOLT semblent davantage liés au réinvestissement dans des capacités d'effacement dont le potentiel n'est plus exploité, du fait de l'obsolescence de certaines capacités d'effacement.

Ainsi, il pourrait être envisagé d'amender les conditions d'éligibilité pour permettre la participation à l'AOLT pour des sites:

• n'ayant pas valorisé d'effacements pendant un certain nombre d'années; et

• sur lequel un nouveau dispositif technique permettant de valoriser des effacements a été installé.

Partagez-vous ce constat ? Êtes-vous favorables à cette proposition ? Selon vous, quel élément vérifiable (document, code de série du matériel) permettrait de justifier le caractère neuf du dispositif technique permettant de réaliser des effacements de consommation: i) pour l'effacement diffus, ii) pour l'effacement industriel ?

Selon-vous, une telle évolution des conditions d'éligibilité à l'AOLT peut-elle être mise en place sans faire évoluer le décret en vigueur relatif au mécanisme d'obligation de capacité ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

La majorité des acteurs sont favorables à la proposition formulée par RTE.

RTE suggère donc d'aménager les conditions d'éligibilité des appels d'offres long terme afin que les sites de soutirage :

- n'ayant pas participé aux marchés de l'énergie sur les deux dernières années ; et

- sur lesquels un investissement dans de nouveaux dispositifs d'effacement ont été engagés ; puissent être éligibles à la participation des appels d'offres long terme.

Cependant, RTE rappelle qu'une telle évolution des conditions d'éligibilité n'est pas possible sur la base de l'actuel décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité. Les conditions d'éligibilité de l'appel d'offres long terme pourront donc être initiées par RTE suite à l'évolution du décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité.

Modification du décret nécessaire au préalable à toute modification des règles de marché

7 Autres questions

Q7.1

RTE a mené une analyse exhaustive sur les liaisons déclarées dans le cadre du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019 et a identifié un certain nombre de liaisons non-conformes. Conformément à l'article 7.9.1 des règles du mécanisme de capacité *« Si une liaison déclarée dans le Contrat de Certification n'est pas conforme sur un Pas du contrôle, l'EDC est traitée comme une EDC non liée à l'entité en question sur ce pas. »*, ce qui consiste à considérer, dans le cadre du calcul du Niveau de Certification Effectif (NCE), uniquement :

- la courbe de charge des capacités de production ;
- les éventuelles collectes de disponibilité ad-hoc, prévues à l'article 7.8.2.5 des règles du mécanisme de capacité.

Cette disposition en vigueur contribue à pénaliser significativement les déclarations non conformes des titulaires de capacité d'effacement et, plus généralement, les moyens de pointe ayant effectué peu de *réalisé* lors des jours PP2 et n'ayant pas procédé à une collecte ad hoc. Cette disposition s'applique indépendamment de l'ampleur de la faute ou erreur commise. RTE souhaite faire évoluer ces modalités pour :

- prévoir un dispositif de pénalisation indépendant du calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE) pour ne pas impacter le calcul de l'écart global ;
- proportionner le niveau de la pénalité appliquée à l'ampleur de l'erreur commise.

Ainsi :

1. **s'agissant des sites certifiés qui ne sont pas intégrés dans des entités permettant de valoriser leur disponibilité sur les marchés de l'énergie** (« hors EDA/EDE »), RTE considère que ces fautes de déclaration ne justifient une pénalisation des acteurs, dans la mesure où cela se traduit uniquement par une perte d'opportunité pour ces derniers. Ainsi, dans cette configuration, RTE envisage d'assouplir son cadre règlementaire afin que ces

occurrences ne soient plus identifiées comme des liaisons non-conformes. Cette disposition serait effective et applicable dès le calcul du NCE définitif pour AL 2017.

2. **s'agissant des sites intégrés dans des EDA et/ou EDE liées à une EDC, mais non-certifiés dans cette EDC**, RTE considère que de telles fautes de déclaration mènent à une mesure déformée du calcul du NCE et soulèvent des enjeux de discrimination vis-à-vis des acteurs ayant régularisé leur situation en certifiant après la date limite de certification des sites non-certifiés avant la date limite de certification – moyennant le paiement de frais. Dans cette configuration également, RTE ne souhaite pas que le NCE des EDC concernées soient réduit artificiellement, afin de ne pas impacter le calcul de l'écart global, utile pour identifier une situation de tension dans le cadre des règlements financiers. A ce titre, RTE envisage remplacer cette disposition, qui revient aujourd'hui à calculer les NCE des capacités concernées à des valeurs proches de zéro, par l'introduction d'un dispositif de pénalité plus proportionné :

1. d'un ordre de grandeur similaire aux frais de certification après la date modification de certification de sites non-certifiés avant la date limite de certification. Cette pénalité sera ainsi proportionnée, dans la mesure où son amplitude dépendra du nombre de sites dans une situation de non-conformité et portera au plus une partie de la rémunération touchée par l'acteur dans le cadre de sa certification ;

2. qui s'intégrera dans le cadre des règlements financiers et serait applicable dès les règlements financiers AL 2017 qui débutera au mois de mars 2020.

Cette proposition d'éviter d'impacter artificiellement le Niveau de Capacité Effectif et de rendre plus proportionnées les pénalités prévues par le mécanisme de capacité vous semble-t-elle pertinente ?

Analyse des réponses et proposition d'évolution des règles

La majorité des acteurs sont favorables à la proposition formulée par RTE et insiste sur les éléments suivants:

- le NCE ne devrait pas être affecté du fait d'erreurs de composition des entités ;
- les pénalités appliquées doivent être proportionnées aux erreurs commises.

Conformément à ces retours, RTE propose de maintenir sa proposition dont les modalités sont précisées dans le projet de règles mis en consultation publique.

Modifications des articles 7.8.2 et C.5.2 des règles du mécanisme de capacité

Q7.2

RTE remarque que le recours aux filières « Autres » et « Autres Filières » lors de la certification est très fréquent et que cela conduit à réduire la transparence dans le cadre des publications sur le registre des capacités certifiées. A titre d'exemple, à la date du 17 juillet 2019, plus de 8,5 GW de capacités sont certifiées sous l'une de ces deux filières pour l'année de livraison 2019. Par ailleurs, une vision plus précise des filières représentées dans le cadre du mécanisme de capacité permettrait également d'affiner la vision de RTE sur ces filières dans le cadre des études d'adéquation (e.g. Bilan Prévisionnel).

Pour répondre à ces besoins identifiés, RTE pourrait amender les règles de sorte à accroitre la visibilité sur la composition par filière de ces entités de certification.

Selon vous, une telle mesure contribuera-t-elle à accroitre la transparence du fonctionnement du mécanisme de capacité ?

Analyse des réponses

Dans leur majorité les acteurs sont favorables à une transparence plus fine des filières pour donner au marché des informations plus fiables et une meilleure visibilité sur le parc de production certifié. Un acteur fait part de son inquiétude que l'impact d'une déclaration des filières site par site pourrait avoir sur les délais de traitement de la certification et sur l'impact de cette proposition sur le calcul du tunnel de certification. Un acteur rappelle également le besoin de conserver des possibilités d'agrégation de sites de filière différentes pour respecter la contrainte de 1MW de puissance installée minimum.

Afin d'améliorer la transparence du marché et la cohérence entre le mécanisme de capacité et les études d'adéquation (Bilan prévisionnel), RTE propose de faire évoluer les règles pour revoir les filières proposées lors de la certification mais à ce stade sans exiger que des EDC qui agrègeraient plusieurs filières fournisse des informations site par site. La solution proposée vise à être proportionnée, en tablant sur le fait que l'évolution de la liste des filières conduisent en pratique les acteurs à révéler plus fidèlement les filières de leurs EDC. . En pratique, RTE propose de lister exhaustivement l'ensemble des filières existantes en France et d'enlever la possibilité de choisir la filière « autre ». Les filières ajoutées sont notamment biogaz, cogénération gaz, biomasse, déchets ménagers. RTE propose également l'ajout d'une filière « Multi-filière hydraulique » pour traiter le cas des vallées hydrauliques.

Enfin afin de réserver la filière « multifilière » aux seuls cas d'agrégation de sites de filières différentes, RTE propose qu'un exploitant puisse certifier une EDC avec la filière « multifilière » uniquement si les sites composant l'EDC sont effectivement de filières différentes.

Annexe : Tableau détaillant l'année de livraison d'entrée en vigueur de proposition d'évolution règlementaire

Numéro de question	AL 2017	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
1.1	X							
1.2	X							
2.1				X*				
2.2				X*				
2.3				X*				
2.4				X				
2.5			X					
2.6			X					
3.1				X				
3.2				X				
3.3								
3.4				X				
4.1					X			
4.2						X		
5								
6.1								
6.2								
7.1	X							
7.2							X*	

* : pour toute nouvelle demande de certification. A titre d'exemple, pour les capacités de production existantes, la première année de livraison d'application sera donc l'Année de Livraison 2024.