Consultation sur des évolutions ciblées du cadre règlementaire relatif au mécanisme de capacité
Appel à contributions organisé par le GT Mécanisme de Capacité (CAM)

Réponse d'EDF

30/08/2019

Dans la dernière édition de son rapport de surveillance des marchés de gros, la CRE a explicitement formulé son souhait que soit envisagée à brève échéance une modification de l'architecture du mécanisme de capacité afin d'assurer une rencontre efficace entre toute l'offre et toute la demande nécessaire à la révélation d'un prix robuste. EDF soutient la CRE dans cette recommandation et se félicite du fait que RTE ait intégré dans la présente consultation la question du calendrier des échanges pour les futures années de livraison.

EDF souhaite également rappeler l'importance du registre des capacités certifiées pour la bonne information des acteurs. En effet, EDF a constaté pour l'année de livraison 2020, que le registre n'était pas nécessairement à jour comme cela est pourtant prévu par l'article R335-58 du code de l'énergie. Or une information complète et correcte des acteurs de marché est indispensable, dans l'architecture actuelle comme dans le modèle cible qu'EDF appelle de ses vœux, pour évaluer correctement le niveau de tension du système, et donc du marché de capacité par lequel doit se révéler la valeur de la garantie de capacité. Pour cette raison, EDF souhaite un registre fiable qui reflète effectivement les engagements de disponibilité à date des responsables de certification.

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
Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

EDF est favorable à cette proposition qui va dans le sens d'une meilleure comptabilisation et affectation des puissances. Cette mesure, qui nécessite que les GRD communiquent à RTE leurs informations de production et d'effacement, souligne la nécessité que les GRD soient acteurs de la remontée de leurs données.

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

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 ?

En premier lieu, EDF a régulièrement souligné les faiblesses du choix d'une obligation de capacité « décentralisée » au niveau des acteurs obligés (caractéristique du mécanisme d'obligation de capacité actuel) pour révéler un prix robuste et efficace de la capacité dont le besoin répond à un enjeu national de sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs (indépendant de quel fournisseur fournit quels consommateurs). La présente question met en évidence une autre difficulté, d'ordre opérationnel, liée à ce choix.

EDF n'est absolument pas favorable à la solution proposée par RTE dans cette consultation (affecter au RE des pertes la puissance de référence des GRD n'ayant pas fait de déclaration). En effet cette solution déroge à certains principes fondamentaux du mécanisme (principe d'affectation aux acteurs obligés, obligation de déclaration des GRD) et pose des difficultés opérationnelles. Par ailleurs une solution alternative plus efficace et générant des signaux vertueux, qui ne présente pas les mêmes écueils, existe et avait été initialement présentée par RTE.

Pour préciser les écueils rédhibitoires de la solution proposée : la solution déroge à des principes structurants du mécanisme au sens où elle implique une dérogation au principe d'affectation à chaque acteur obligé du volume de capacité dont il est redevable et une dérogation aux obligations de déclaration des GRD (conformément à l'article R335-4, il est de la responsabilité des GRD et de RTE de conclure et d'appliquer les conventions permettant la transmission des puissances de référence nécessaires au calcul de l'obligation par RTE).

Par ailleurs, la proposition de RTE, qui revient à transférer les responsabilités des GRD vers les RE des pertes, soulève plusieurs problèmes :

- le RE des pertes serait amené à couvrir une obligation en partie d'ores et déjà couverte dans le cadre des livraisons à l'ELD au tarif de cession. En effet conformément à l'article R335-46 du code de l'énergie, les ELD se voient céder des garanties de capacité au titre du tarif de cession (TC) pour les clients qu'elles approvisionnent au TRV, selon les modalités prévues dans la délibération de la CRE 2017-076 du 13 avril 2017 ;
- le RE des pertes, contrairement au GRD, n'a pas de contrat avec les clients finaux et donc ne pourra pas facturer à ces derniers l'obligation qui lui sera affectée. Il devra donc refacturer cette obligation au GRD concerné et supporter par là-même le risque de contrepartie associé et de contestation (risque d'autant plus important que le GRD pourrait ne pas être fournisseur pour la totalité de l'obligation concernée - cas où un fournisseur alternatif est actif sur le

territoire du GRD - et que par ailleurs, pour les relations contractuelles déjà établies entre le RE et le GRD cette facturation ne sera pas envisagée). Le RE des pertes assumerait donc des coûts de facturation/recouvrement et des coûts liés au risque de contrepartie ;

- le RE des pertes supporterait aussi des coûts des écarts du fait qu'il n'aura pas d'information en amont de l'année de livraison sur les puissances de référence qui lui seront in fine affectées. Ces écarts pourraient contribuer à augmenter significativement l'Ecart Global du Système et ainsi faire basculer le prix de règlement des écarts au prix administré.

La mise en œuvre d'une telle solution supposerait donc que les textes évoluent (prise en compte du TC et compensations financières) et précisent expressément la possibilité pour le RE de refacturer dans son entièreté au GRD.

Compte tenu des difficultés rédhibitoires soulevées par la solution qui consiste à affecter la puissance de référence au RE des pertes, EDF considère que la proposition initiale présentée par RTE lors du GT du 27/06, qui consiste à affecter la puissance de référence directement au GRD, présente de bien meilleures propriétés et est plus vertueuse s'agissant des principes fondamentaux du mécanisme : EDF préconise donc de retenir cette solution. Par ailleurs, le GRD, qui en tant que fournisseur sur son territoire est également acteur obligé conformément aux textes réglementaires, est « l'acteur obligé lié au GRD » le mieux placé pour se voir affecter sa puissance de référence. Cette solution est donc la plus en adéquation avec les principes définis dans le cadre du mécanisme.

L'option « affectation au RE des pertes » paraît privilégiée sans raison explicite et sans qu'elle ait fait consensus en GT. EDF regrette que la présente consultation ne mentionne pas la solution « affectation au GRD » et ne recueille pas expressément l'avis des acteurs sur cette solution.

Par ailleurs, il conviendrait d'examiner la possibilité d'utiliser, pour répartir entre AO la puissance de référence calculée aux bornes du territoire du GRD, les bilans de RE transmis par le GRD concerné.

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

Question 2.1 relative à la facturation des frais de certification

Avez-vous de remarques relatives à cette proposition ?

La proposition ne soulève pas de commentaire.

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

Êtes-vous favorables à cette proposition qui permet une meilleure affectation des frais de certification dans le cas de la certification multi-GR ?

EDF est favorable à cette proposition nonobstant une complexité accrue du processus, en défaveur des responsables de périmètres de certification.

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

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 $\boldsymbol{NCEéq, site}$?

La certification des sites de production doit être réalisée par le RPC en utilisant la meilleure vision de la disponibilité pour une future période de livraison donnée.

Les pénalités ne devraient pas s'appliquer dans le cas où une demande de certification / dérogation a été formulée avant la date limite de certification définie dans les Règles et a été refusée engendrant une nouvelle demande après la date limite de certification.

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

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 ?

EDF est favorable à une redéclaration ex-post des liaisons. Compte tenu des contraintes SI de RTE et des Gestionnaires de Réseau, il est parfois impossible pour un acteur de déclarer les liaisons dans les délais impartis dans le SI RTE lorsque les liaisons concernent des EDA/EDE nouvellement constituées.

En ce qui concerne la limite de nombre de tests, l'option 2 semble la plus opportune.

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

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

Les enjeux évoqués par RTE afin de motiver le plafonnement du coefficient AjuTest nous semblent purement théoriques. En effet :

- le risque de « comptabiliser 2 fois » le surplus de disponibilité à la fois par le contrôle du réalisé et par les tests nous semble en effet peu probable dans la mesure où les tests ont pour vocation de tester les capacités qui sont peu sollicitées et qui ont donc peu de puissance réalisée et beaucoup de puissance collectée dans le calcul de NCE. Une capacité qui aura plus de chances d'être testée sera donc une capacité pour laquelle le NCE sera constitué essentiellement de puissance collectée et non pas de puissance réalisée. Une puissance sous-évaluée par l'acteur conduirait donc à une diminution du NCE plus importante que le gain que pourrait en tirer l'acteur via la stratégie décrite dans le (i) visant à bénéficier 2 fois du surplus de puissance ;
- concernant l'enjeu évoqué (ii) : les règles ne donnant aucun élément quantitatif concernant la probabilité pour un acteur d'être testé par RTE. La stratégie évoquée en (ii) nous semble donc très peu vraisemblable, dans la mesure où elle nécessiterait pour un acteur de pouvoir déterminer précisément à quel moment RTE pourrait tester la capacité. En effet, un acteur qui s'engagerait dans une telle voie – à savoir abaisser volontairement sa puissance collectée afin de provoquer un coef Aju > 1– verrait son NCE diminuer fortement car il collecterait un niveau de capacité inférieur à sa capacité réelle sans pouvoir avoir l'assurance d'être testé. Une telle stratégie conduirait donc en espérance à une perte financière pour l'acteur.

De plus, EDF souhaite rappeler les difficultés opérationnelle et industrielle d'ajuster une puissance au MW près. La valeur déclarée dans l'offre d'ajustement est une espérance de la valeur attendue. La valeur ajustée peut donc être légèrement inférieure ou légèrement supérieure par rapport à la valeur de l'offre d'ajustement.

Par conséquent, EDF souhaite que les coefficients des tests ne soient pas capés individuellement mais que le coefficient définitif (reprenant l'ensemble des tests) soit limité à 1. Si les acteurs sont privés de cette possibilité, compte tenu de l'effet important sur le NCE du coefficient AjuTest, les acteurs n'auront d'autre choix que de sous-évaluer leur capacité déclarée à RTE afin d'éviter à tout prix de rater même partiellement un test. Il nous semble donc que l'effet serait contraire à l'esprit des règles qui est d'inciter les acteurs à déclarer leur capacité au plus juste.

Parallèlement, EDF regrette le plafonnement de la puissance fournie dans la comptabilisation de la puissance disponible pour le calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE) :

- si la puissance produite est inférieure à l'attendu alors la puissance retenue pour le NCE doit être égale à la puissance produite ;
- si la puissance produite est supérieure à l'attendu alors la puissance retenue pour le NCE est actuellement plafonnée à la puissance attendue.

EDF est opposé à ce traitement dissymétrique et propose que RTE retienne pour le calcul du NCE, la puissance produite dans le cas où la puissance produite est supérieure à l'attendu jusqu'à une certaine tolérance. Ceci permettrait de prendre en compte la difficulté opérationnelle et industrielle d'ajuster la puissance au MW près.

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

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 ?

EDF est favorable aux mesures de simplification proposées par RTE.

EDF souhaite également que RTE précise si le rééquilibrage est gratuit ou non lors de la confirmation de la prise en compte de celui-ci.

3. Questions relatives aux nouvelles flexibilités

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

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 ?

EDF n'a pas de commentaire sur la question.

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

Avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF s'étonne que de tels cas existent dans la mesure où la certification des effacements explicites en énergie est déjà prévue par les règles. De manière générale, EDF est favorable à l'inscription au registre de maitrise de la consommation de tous les effacements ne faisant pas l'objet d'une certification.

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

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 ?

EDF considère que ces cas étant vraisemblablement limités, leur règlement doit être traité contractuellement après accord entre les parties prenantes. Une solution réglementaire ajouterait une complexité inutile aux règles établies.

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

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 ?

Selon EDF, il est nécessaire de distinguer les Entités de Certification réalisant des services système pendant une durée indéterminée de celles qui ont des contraintes de stock comme, par exemple, les réservoirs à énergie limitée, définis dans le cadre des propriétés additionnelles de la guideline System Operation.

RTE doit également être en mesure d'adapter les contrôles sur les contraintes de stock pour les Entités de Certification réalisant des services systèmes tout en tenant compte des éventuelles difficultés pratiques pour les mener à bien.

Pour ces deux raisons, une concertation avec l'ensemble des acteurs concernés est nécessaire.

4. Questions relatives au fonctionnement du marché

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

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

EDF n'est pas favorable à une ouverture anticipée fin 2019 des échanges de capacités pour l'AL2021.

D'une part, l'échéance initiale du 20/10/2018 fixée par l'arrêté du 29/11/2016 ayant été reportée au 01/03/2020 par l'arrêté du 21/12/2018, les acteurs ont intégré ce report qu'il serait inopportun de modifier à nouveau.

D'autre part, l'article 2.2.1 de l'arrêté du 21/12/2018 prévoyant la livraison d'un rapport d'analyse complet sur AL2017, EDF pense utile d'attendre d'en disposer.

Enfin, le maintien de l'échéance au 01/03/2020 permettra d'assurer en amont la bonne information des acteurs sur les résultats de l'appel d'offre long terme pour de nouvelles capacités pour les périodes de sécurisation à partir de 2020.

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

Selon vous, quels sont les enjeux soulevés par l'ouverture, dès que possible, des années de livraisons 2022 à 2024 ? Identifiez-vous des modalités qui permettraient d'ouvrir ces années de livraison, tout en permettant un processus transitoire d'évolution de l'architecture de marché pour ces années de livraison si elles étaient déjà ouvertes ? Si tel est le cas, comment ces dispositions devraient-elles encadrées pour permettre d'apporter autant de visibilité que possible aux acteurs de marché ?

Comme rappelé par RTE en GT, 2020 va permettre un retour d'expérience sur un cycle complet du mécanisme (année de livraison 2017). EDF pense pertinent de mettre à profit ce retour d'expérience pour poursuivre les réflexions sur les évolutions souhaitables du mécanisme.

EDF considère donc que les échanges des AL 2022, 2023 et 2024 doivent commencer une fois le retour d'expérience terminé et les modifications d'architecture de marché réalisées. Introduire des modalités transitoires pour gérer la transition entre deux architectures de marché conduira nécessairement à des dispositions complexes qui nuiront à la compréhension du mécanisme par les acteurs du marché et notamment les clients des fournisseurs (avec des risques potentiels sur le recouvrement des obligations associées pour les fournisseurs vis-à-vis de leurs clients).

Enfin, le retour d'expérience devra inclure le calcul de la disponibilité des capacités certifiées et leur notification par RTE.

5. Questions relatives à la participation transfrontalière

EDF rappelle ses réserves quant à la pertinence économique de verser un prix à des capacités situés à l'étranger : le niveau de capacité installée en France se trouve contraint par le dispositif afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs ce qui justifie un prix mais tel n'est pas le cas de la capacité installée à l'étranger qui est nullement contrainte.

Question 5.1 relative à la date limite de dépôt des offres

Quelle devrait-être selon vous la date limite de dépôt des offres ?

RTE doit fixer la date limite de dépôt des offres en fonction de :

- la durée des process internes de RTE de vérification des offres. Cette date limite doit être suffisamment éloignée de la date limite d'allocation des tickets d'accès pour qu'en cas de refus de l'offre, les tickets d'accès puissent être réalloués ;
- la date de début des échanges relatifs à une année de livraison donnée. Il semble effectivement nécessaire de prévoir au moins 1 mois entre l'allocation des tickets d'accès et la première enchère organisée pour une année de livraison donnée.

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

Quelle est votre position par rapport à cette proposition ?

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

Quelle est votre position par rapport à cette proposition sur la forme des offres ou la méthode de clearing ?

EDF prend acte de la délibération de la CRE n°2019-133 du 20 juin 2019 portant approbation des modalités de valorisation des certificats des capacités d'interconnexions régulées à compter de l'année de livraison 2020. Toutefois, EDF rappelle ses réserves quant à la pertinence économique de verser un prix à des capacités situées à l'étranger. Comme rappelé en introduction, si le niveau de capacité installée et exploitée en France se trouve contraint par le dispositif - ce qui justifie un prix - tel n'est pas le cas de la capacité installée à l'étranger. EDF a ainsi toujours considéré qu'il n'est ni utile ni souhaitable d'intégrer dans le mécanisme d'obligation des capacités étrangères dont l'éventuel apport est fortuit et dont la construction et l'exploitation n'ont pas pour objet le respect du critère de sécurité d'alimentation en France. Par ailleurs, EDF souhaite souligner que si les modalités validées pour les enchères de ticket d'interconnexion peuvent s'insérer dans le modèle cible, qu'elle appelle de ses vœux, d'une rencontre unique entre toute l'offre et toute la demande, elles ne peuvent en aucun cas être généralisées dans l'architecture en vigueur tant qu'elle n'aura pas été réaménagée dans cette optique.

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

Dans le cas où une ou plusieurs offres d'achat de ticket d'accès sont au même prix marginal, quelles règles d'allocation des tickets proposez-vous ?

EDF est favorable à l'introduction d'un critère environnemental pour départager les offres présentées au même prix marginal.

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

Et 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
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 ?

EDF estime que des capacités existantes déjà valorisées en effacements tarifaires ne devraient pas pouvoir être certifiées comme de nouvelles capacités et ainsi participer à l'AOLT.

L'AOLT est en effet un moyen de faire émerger de nouveaux gisements d'effacement, afin de contribuer à l'objectif optimiste de la PPE, et non d'inciter au transfert de capacités déjà exploitées, vers de nouvelles possibilités de valorisation.

EDF partage également le souci de RTE de bien identifier les capacités réellement nouvelles et n'est donc pas favorable à considérer le cas d'un changement de consommateur sur un site existant ni à tenir compte d'un réinvestissement opportuniste dans un dispositif technique.

7. Autres questions

Question 7.1
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 ?

Nous partageons le caractère disproportionné de l'impact d'une liaison non conforme et nous nous réjouissons que RTE ait identifié cela comme étant un axe d'amélioration. Nous ne pouvons que partager toute proposition d'allègement d'une telle sanction qui diminuerait le risque opérationnel pour les acteurs. Néanmoins il nous semblerait plus efficace d'axer les améliorations autour :

- d'une simplification des règles sur la forme permettant de limiter les cas de non-conformité, sans toutefois déroger à l'esprit de la collecte prévue dans les Règles ;
- d'une meilleure information des acteurs sur l'état et/ou la conformité de leurs liaisons. Le fait pour un acteur de n'avoir aucune information de la part de RTE quant aux éventuelles non-conformités et sur le NCE avant AL+1 prive l'acteur de toute possibilité de corriger le tir en cours d'année de livraison et amplifie donc les conséquences de toute erreur.

Question 7.2
Selon vous, une telle mesure contribuera-t-elle à accroitre la transparence du fonctionnement du mécanisme de capacité ?

EDF est favorable à la rationalisation du nombre de filières afin que chaque filière ne soit composée que d'unités ayant la même technologie et des coûts de fonctionnement cohérents.