Réponses de l'ADEeF à l'appel à contributions de RTE en vue d'une consultation sur des évolutions ciblées du cadre règlementaire relatif au mécanisme de capacité

Appel à contributions ouvert le 18 juillet 2019

Le 31 août 2019,

En préambule, dans son rapport de surveillance du marché de gros 2018, la CRE indique *« **qu'une réflexion doit être lancée pour faire évoluer le design du mécanisme de capacité**, en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britanniques, irlandais ou polonais.»*. Les GRD, via l'ADEEF, souhaitent être associés aux réflexions à venir et soulignent la nécessité de laisser du temps pour l'échange, les conséquences opérationnelles pouvant en effet être importantes pour eux. Etre impliqués en amont permettra une meilleure anticipation des évolutions organisationnelles et des Systèmes d'Information qui pourraient en résulter.

Dans l'attente de cette réflexion, l'ADEeF remercie RTE d'organiser cet appel à contributions en amont de la prochaine consultation sur les Règles du mécanisme de capacité pour permettre un partage sur des évolutions ciblées visant une amélioration du fonctionnement du marché en l'état actuel des règles. L'ADEeF souligne que même ciblées, les évolutions de règles peuvent avoir un fort impact SI (pour les GRD mais également pour l'ensemble des acteurs) et entrainer des coûts échoués dans le cadre d'une révision plus profonde du market-design du mécanisme. L'ADEEF souhaite que ce risque soit bien pris en compte dans les réflexions sur les prochaines montées de version des Règles.

Cet appel à contributions porte sur plusieurs thèmes :

Association des Distributeurs d'Electricité en France

- Concernant l'obligation de capacité : l'ADEeF prend acte des propositions de RTE et propose une évolution complémentaire.
- Concernant la certification, les contrôles, les règlements financiers et les nouvelles flexibilités : l'ADEeF souligne que certaines évolutions auront des répercussions à la fois au niveau opérationnel et au niveau de leurs Systèmes d'Information (SI) et souhaite s'organiser rapidement avec RTE pour pouvoir les mettre en œuvre dans les meilleures conditions et en recherchant une maîtrise des coûts SI. L'ADEeF fait également quelques propositions concrètes.
- Fonctionnement du marché : l'ADEeF ne se prononce pas.
- Participation transfrontalière et appel d'offres long terme : l'ADEeF ne se prononce pas.
- Autres questions : l'ADEeF fait part de ses principales remarques.

A. Obligation

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 ?

Rappel de l'évolution proposée par RTE
Les Règles du mécanisme de capacité 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, les Règles prévoient aujourd'hui que RTE se charge du calcul de la puissance de référence pour le GRD, sur la base de la courbe de charge du GRD aux bornes de son réseau. Parce que ce soutirage mesuré aux bornes du GRD est netté de la production et des effacements, RTE considère que cette disposition simplifiée implique un double comptage de la production réalisée et des effacements certifiés activés pendant les périodes PP2, préjudiciable à l'équilibre du marché. Pour corriger ce biais, RTE propose d'adapter la proposition simplifiée 1, en 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 (« ConsoRéférence » ci-après) :

$$ConsoRéférence = SoutirageBornesRPD + ProductionRPD + EffacementsCertifiésRPD$$

Réponse de l'ADEeF
L'ADEeF partage l'analyse de RTE et approuve la proposition d'évolution des Règles.
Les GRD précisent que la convention RTE-GRD qui régit les échanges de données nécessaires au calcul de l'obligation sera à mettre à jour pour intégrer l'envoi par les GRD de la production télérelevée et estimée. En ce qui concerne les effacements certifiés activés pendant les périodes PP2, RTE dispose déjà des données permettant d'en tenir compte dans le calcul de la consommation de référence.

Par ailleurs, lors du GT du 27 juin 2019, RTE avait également proposé une évolution corollaire à l'évolution décrite ci-dessus, qui consistait à adapter la disposition simplifiée 2, en prévoyant de faire évoluer le calcul de la puissance de référence de manière similaire à la proposition d'adaptation de la disposition 1. Les GRD s'interrogent sur l'absence de référence à cette proposition dans l'appel à contributions.
Les GRD considèrent que RTE devrait faire évoluer la formule de calcul de la consommation réelle aux bornes du GRD pour la disposition 2 de la même manière que pour la disposition 1, sans quoi RTE introduirait une incohérence entre les 2 dispositions dans les Règles.

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 ?

Rappel de l'évolution proposée par RTE

RTE propose, en cas d'absence de transmission de donnée relative au calcul de l'obligation, après la date limite de transmission prévue par la convention obligation RTE-GRD et après relance adressée au GRD, d'affecter à l'acteur portant l'obligation des pertes du GRD la puissance de référence suivante :

$$PRefGRD = PrefSoutirageBornes + \sum_{EDC \in RPD} \mathrm{NCE(EDC)}$$

Réponse de l'ADEeF

Une partie des GRD a développé une expertise et un savoir-faire dans l'implémentation du calcul de la puissance de référence et la transmission des flux de données à RTE, compte tenu des volumétries traitées. Ce bilan est le fruit d'un travail de développement et de mise à disposition par l'agence ORE et l'ADEeF d'outils opérationnels simples d'utilisation (notamment un outil de calcul de la puissance de référence), et d'apports pédagogiques réguliers de la part des fédérations d'ELD, de l'agence ORE, de RTE et de l'ADEeF, auprès des GRD. Ces travaux doivent permettre d'atteindre l'objectif d'une transmission de l'intégralité des données à RTE.

RTE fait part de l'absence de transmission de données relatives au calcul de l'obligation de la part de certains GRD, et propose d'affecter à « un acteur obligé lié au GRD concerné », en l'occurrence, « l'acteur portant l'obligation des pertes du GRD concerné », une puissance de référence calculée sur la base du soutirage aux bornes du GRD et du niveau de capacité effective des EDC à la maille du GRD.

En l'absence de transmission de données relatives au calcul de l'obligation de la part de certains GRD, la solution proposée par RTE permet d'éviter une sous-évaluation du niveau global de l'obligation en capacité. La proposition de calcul de la puissance de référence apparaît comme une bonne approximation de la puissance de référence réelle à la maille du GRD.

En revanche, l'ADEeF s'interroge sur le choix de l'acteur obligé qui se verra affecter cette obligation. Si certains GRD sont Acteurs Obligés pour leurs pertes, et signataires à ce titre d'un contrat Acteur Obligé avec RTE, cela n'est pas le cas de tous. La quasi-totalité des ELD-GRD a ainsi un fournisseur qui les approvisionne en électricité pour leurs pertes. Ce fournisseur des pertes des GRD est à ce titre un acteur obligé et supporte l'obligation au titre des pertes du GRD. Le contrat liant le GRD à son fournisseur pour les pertes est donc limité à cet objet. Pour ces ELD-GRD, le lien entre la fourniture des pertes et l'absence de transmission des données permettant le calcul de l'obligation en capacité est trop distant. De plus, cette solution viendrait fortement affecter les relations contractuelles entre ces GRD et leur fournisseur des pertes par un élément totalement étranger à l'objet du contrat.

L'ADEeF souhaite donc que l'obligation estimée pour défaut de transmission de données soit affectée au GRD qui n'a pas transmis la puissance de référence, et qui deviendrait par conséquent Acteur Obligé au titre de cette obligation (que ce GRD soit ou non l'Acteur Obligé qui fournit de l'électricité pour les pertes).

Par ailleurs, à terme, la proposition de RTE ne peut être tout à fait satisfaisante puisque des Acteurs Obligés qui normalement devraient porter l'obligation des sites se retrouvent de fait exonérés de leur obligation.

En tout état de cause, il faudra être vigilant à ce que l'application de la proposition de RTE soit proportionnée. En particulier, elle devrait viser les volumes pour lesquels aucune information n'est disponible après relance des GRD et après une date butoir concertée avec les GRD, éviter d'embarquer des difficultés momentanées (liées au SI de transmission de données par exemple), et prendre fin dès lors que les éléments auront été fournis. De plus, il conviendra de trouver dans chaque cas la cause de cette non-transmission (qui ne résulte pas forcément de la seule action ou non-action d'un GRD) afin d'en déterminer les responsabilités des différents acteurs participant au mécanisme de capacité, en particulier si ce schéma devait se traduire par des conséquences financières pour les GRD n'ayant pas transmis les données.

Par ailleurs l'ADEeF propose que le volume global d'obligation concerné par l'absence de données relative à la puissance de référence fasse l'objet d'un suivi de la part de RTE et que ce suivi fasse l'objet d'échanges entre RTE et les GRD, par exemple via l'ADEeF. Le suivi de cet indicateur et les échanges afférents pourraient être intégrés dans les conventions RTE-GRD d'échanges de données relatives au calcul de l'obligation.

Enfin, les fédérations d'ELD et l'ADEeF peuvent être un relais vers les GRD pour aider à converger, comme elles l'ont été dans une phase de mise en œuvre d'un mécanisme complexe où tous les acteurs ont appris progressivement. L'ADEeF suggère en parallèle de poursuivre et d'adapter le travail d'accompagnement mené par l'agence ORE, RTE, l'ADEeF et les fédérations des ELD, pour accompagner l'ensemble des GRD pour l'estimation de l'obligation dans les délais impartis.

B. Certification, contrôles et règlements financiers

Question 2.1 relative à la facturation des frais de certification
Avez-vous de remarques relatives à cette proposition ?

La proposition de RTE fait suite à une demande formulée par l'ADEeF, qui vise à supprimer une incohérence des Règles qui rend peu lisible la pratique opérationnelle des GRD. Il convient de noter qu'elle ne vise pas à « anticiper la facturation des frais de certification » comme indiqué dans l'appel à contributions de RTE, mais bien à se conformer à la pratique actuelle des GRD et corriger le paragraphe 7.5.1.1 des règles. En effet, dans sa rédaction actuelle ce paragraphe prévoit la facturation des frais de certification à l'émission du contrat GRD-Exploitant. Or :
- le paragraphe 7.12.1.1 prévoit une facturation des frais de certification **après** la signature du contrat GRD-Exploitant ;
- et les GRD appliquent opérationnellement les dispositions prévues au paragraphe 7.12.1.1, car elles permettent de sécuriser le processus opérationnel en limitant le nombre de réclamations d'acteurs.
L'évolution proposée vise donc à corriger le paragraphe 7.5.1.1 en cohérence.

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 ?

Rappel de l'évolution proposée par RTE
L'évolution vise à permettre une affectation plus précise des frais de certification dans le cas des demandes de certification multi-GR.

Réponse de l'ADEeF
Cette proposition d'évolution fait suite à une demande formulée par l'ADEeF.
La facturation des frais de certification dans le cas multi-GR est fonction du NCC à la maille du GRD. Or au moment de la demande de certification les titulaires des EDC ne connaissent pas forcément précisément les GRD auxquels sont raccordés les sites de leurs EDC. L'ADEEF rappelle le processus et propose l'évolution suivante (en gras ci-dessous) :

- En 1ere étape, les titulaires des EDC transmettent à RTE une requête de certification multi-GR avec des informations estimées et non définitives sur les GRD impliqués (via une trame mise à disposition par RTE). Ils reçoivent en retour un numéro de requête.
- En 2nd étape, le titulaire muni de ce numéro de requête, transmet une demande détaillée à l'agence ORE, complétée des sites de l'EDC et **des paramètres par site (puissance disponible et contraintes de stock)**. L'aiguilleur de l'agence ORE permet alors d'identifier les GRD concernés par la demande de manière définitive et leur transmet les demandes de certification partielles, avec les informations à leur maille. Les GRD traitent ces demandes de certification partielles et soumettent à RTE une « proposition de certification ». Les contrats de certification GRD-exploitant peuvent alors être signés et **les frais de certification par GRD sont précisément facturés** (cf. réponse à la question 2.1.).
- En 3ème étape, RTE peut procéder à la finalisation de la demande 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 $NCE_{éq,\,site}$?

Rappel de l'évolution proposée par RTE
Afin de limiter les problèmes d'erreur de liaison dus à une certification tardive, RTE propose de faire évoluer les Règles pour permettre aux capacités de production de se faire certifier après la date limite de certification, moyennant une pénalité pour non certification dans les délais, en cohérence avec les dispositions réglementaires obtenues l'année dernière pour les capacités d'effacement. La certification des moyens de production étant une obligation légale, RTE propose une pénalité supérieure à celle des capacités d'effacement, de l'ordre de $0{,}3 \times NCE_{éq,\text{site}} \times PREC$

Réponse de l'ADEeF
L'ADEeF indique que, conformément aux Règles en vigueur (cf paragraphe 7.4.2.4), les GRD contrôlent déjà l'antériorité de la date de demande de certification à la date limite de certification.
Suite à la dernière montée de version de Règles (qui prévoient que les capacités d'effacement peuvent désormais se faire certifier en cours d'année de livraison moyennant une pénalité), les GRD ont industrialisé la mise en œuvre de ces contrôles pour les EDC d'effacement.

Les GRD demandent donc à se coordonner avec RTE pour industrialiser la mise en œuvre de ces contrôles pour les EDC de production. Cette industrialisation implique possiblement des évolutions des flux SI entre RTE et les GRD et des évolutions opérationnelles. Il faudra également avoir un traitement cohérent avec les modalités de contrôle mises en œuvre par ailleurs pour les EDC d'Effacement.

Par ailleurs, les évolutions SI et opérationnelles liées à la montée de version des Règles au 1er janvier 2019 n'ayant pas encore toutes été déployées, les GRD jugent souhaitable de définir un planning de mise en œuvre des évolutions envisagées par RTE.

Concernant l'estimation du terme $NCE_{eq,site}$, l'ADEeF suggère de distinguer selon la méthode de certification.

- Pour les sites certifiés selon la méthode normative, on pourrait utiliser la formule suivante :

  $$\boldsymbol{NCE}_{\text{éq, site}} = NCC_{site} \times TDE_{EDC}$$

  Cette méthode a l'avantage de fournir un résultat relativement précis et pourrait être mise en œuvre par le gestionnaire de réseau concerné lors du calcul du TDE eu égard aux informations dont il dispose déjà.
- Pour les sites certifiés selon la méthode basée sur le réalisé, on pourrait utiliser un prorata de la puissance active maximale installée du site par rapport à celle de l'EDC :

  $$\boldsymbol{NCE}_{\text{éq, site}} = NCE_{EDC} \times \frac{Puissance\ active\ max\ Installée\ (site)}{\sum_{tous\ les\ sites\ S\ compoasant\ l'EDC} Puissance\ active\ max\ Installée\ (S)}$$

  En effet RTE dispose déjà de cette information par installation de production de par la mise en place du registre national des installations de production et de stockage (article D142 9-1 du Code de l'énergie et arrêté du 7 juillet 2016).

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 ?

Rappel de l'évolution proposée par RTE
Les Règles prévoient aujourd'hui de limiter le nombre de tests d'activation à 3 par EDC par an. Dans le cas des EDC liées, ces tests sont effectués sur les EDA et/ou les EDE liées. Or, selon RTE, les acteurs sont

autorisés à redéclarer les liaisons après le temps réel, au titre des Règles SI, ce qui rend le respect du critère de nombre de tests par an inapplicable opérationnellement. Pour pouvoir décompter le nombre de tests, RTE fait 3 propositions :

1) Interdire la redéclaration des liaisons après le temps réel, et maintenir le critère de 3 tests par an par EDC ;
2) Faire une photo figée des liaisons de l'EDC avant le temps réel, et appliquer le critère de 3 tests par an par EDC sur cette photo;
3) Faire évoluer le critère de 3 tests par an par EDC vers un critère basé sur l'identité du titulaire d'EDC et le volume de capacité certifié.

Réponse de l'ADEeF

Par rapport à la 2ème proposition faite par RTE, l'ADEeF s'interroge sur la capacité à décompter correctement le nombre de tests par EDC. En effet, si on regarde l'exemple suivant :

- La photo figée avant le temps réel donne : EDC1 = EDA1 + EDE1. RTE lance un test d'activation sur l'EDA1, et décompte un test pour l'EDC1.
- Après le temps réel, l'acteur a modifié sa liaison : EDC2 = EDA1 + EDE1. C'est le nombre de tests de l'EDC2 qui aurait dû être décompté.

La 3ème proposition nécessiterait d'être précisée davantage, ne serait-ce que pour tenir compte des changements de titulaires en cours d'année de livraison. Par ailleurs dans son principe, elle se distingue de l'approche qui a été jusque-là retenue pour le mécanisme de capacité et plus généralement pour les mécanismes de marché. Dans les mécanismes de marchés MA, NEBEF et SSY, les dispositifs tels que les tests d'activation, le contrôle du réalisé, l'observabilité, s'appliquent à des entités, pour évaluer le service effectif qu'elles rendent au système électrique, indépendamment des acteurs qui déclarent ces entités.

L'ADEeF est donc plutôt favorable à l'application de la 1ère proposition de RTE et propose de supprimer la possibilité de redéclarer les liaisons après le temps réel dans les Règles SI.

Tout d'abord, l'ADEeF indique que l'interdiction de redéclarer des liaisons après le temps réel est déjà prévue dans le contrat GRD-EC et le contrat de certification, qui prévoient un engagement des acteurs à déclarer les entités liées au plus tard 10 jours ouvrés avant le jour J.
En revanche, comme RTE le précise dans son appel à contributions, les Règles SI des Gestionnaires de réseau de transport et de distribution indiquent que les redéclarations sont possibles 10 jours après le temps réel. Cette souplesse par rapport aux contrats a été introduite au début de la mise en œuvre du mécanisme de capacité qui s'est avérée complexe. Les erreurs de liaisons étaient alors fréquentes et conduisaient à considérer de nombreuses liaisons comme non conformes. Ces non-conformités, si elles n'étaient pas corrigées, avaient pour conséquence d'affecter significativement à la baisse le NCE des acteurs.
Or, le nombre de cas de non-conformité des liaisons devrait diminuer du fait :

- De la possibilité, depuis l'entrée en vigueur des dernières Règles, de faire certifier des capacités d'effacement en cours d'année de livraison ;
- Et de propositions faites par RTE dans cet appel à contributions, si elles venaient à être acceptées :

- la proposition, cf question 2.3, de rendre possible la certification des sites de production en cours d'année de livraison ;
- les propositions faites en question 7.1 qui concernent les évolutions relatives à la conformité des liaisons.

De plus, afin de sécuriser les déclarations des liaisons en amont du temps réel, les GRD suggèrent de donner plus de temps aux acteurs pour redéclarer leurs entités liées. Et proposent de réinterroger en concertation avec RTE et les acteurs les délais de déclaration inscrits actuellement dans les Règles (proposition de déclaration en J-X contre J-10 jours ouvrés aujourd'hui dans les contrats, avec X<10).

Enfin, les GRD feront leurs meilleurs efforts pour prévenir les acteurs, en amont du temps réel, s'ils détectent des liaisons non conformes, dans un objectif de sécurisation du processus opérationnel des acteurs.

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

L'ADEeF prend acte des propositions de RTE et indique que les GRD seront en mesure, le cas échéant, de faire évoluer leur processus opérationnel et leurs outils SI pour les mettre en œuvre. Les GRD souhaitent se coordonner avec RTE pour définir les délais de mise en œuvre de telles évolutions.

C. Nouvelles flexibilités

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 ?

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 ?

Rappel de l'évolution proposée par RTE

Pour les effacements dont la valorisation de l'énergie sur les marchés est explicite et dont la valorisation de la capacité est implicite, les Règles ne prévoient pas aujourd'hui que RTE ou le GRD envoient le volume d'effacement activé des sites concernés aux fournisseurs Acteurs Obligés, afin que les fournisseurs puissent rétrocéder, aux sites concernés, la réduction d'obligation liée à ces effacements. Ainsi, il a été remonté à RTE que dans ce cas, le site pouvait être facturé par son fournisseur d'un niveau

d'obligation qui n'était 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.

Réponse de l'ADEeF
L'ADEeF indique qu'en cas de demande de mise à disposition de nouvelles courbes de charge de la part des GRD, les modalités et les délais de mise en œuvre devront être discutées dans une logique de maîtrise des coûts SI et opérationnels.

D. 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 ?

Rappel des évolutions proposées par RTE et compréhension de l'ADEeF
RTE propose 2 évolutions, et indique qu'elles visent à prévoir un dispositif de pénalisation indépendant du calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE) pour ne pas impacter le calcul de l'écart global, et à proportionner le niveau de la pénalité appliquée à l'ampleur de l'erreur commise.

- Concernant la 1ère proposition d'évolution :
  RTE propose 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 ») que ces occurrences ne soient plus identifiées comme des liaisons non-conformes.
  L'ADEeF comprend que la proposition concerne uniquement les sites de production hors EDA (ie qui ne participe pas au MA), qui appartiennent à des EDC dont la liaison est de type multiEDC/multiEDA. En effet, les sites de soutirage qui sont hors MA et hors NEBEF ne peuvent générer d'erreur sur le type de liaison, puisqu'ils sont nécessairement dans des EDC dont la liaison est de type Effacement, c'est-à-dire, par définition, de type EDC/multiEDA/multiEDE/horsEDA/horsEDE. De même, les sites de production hors MA et qui sont dans des EDC dont la liaison est de type EDC/multi EDA/horsEDA, ne peuvent générer d'erreur sur le type de liaison.

- Concernant la 2ème proposition d'évolution :
  RTE propose que « les fautes de déclaration » liées aux sites qui appartiennent à des EDA et/ou des EDE liées à une EDC, mais non-certifiés dans cette EDC, ne conduisent pas à ce que « le NCE des EDC concernées soit réduit artificiellement, afin de ne pas impacter le calcul de l'écart global ». RTE propose d'introduire une pénalité spécifique, sans impact sur le NCE, dont le montant serait « 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».

Réponse de l'ADEeF

Sur les impacts dans les Règles :
RTE indique explicitement que la 1ère proposition, donnera lieu à une évolution du cadre réglementaire (donc des Règles). Le traitement dans les Règles de la 2nde proposition n'est pas explicitement mentionné, l'ADEeF suggère que le statut des « fautes de déclaration » (liaisons considérées comme conformes) soit précisé dans les Règles. Cela permettra d'avoir une définition clarifiée des liaisons conformes et non conformes notamment pour l'application des pénalités.

Sur les impacts opérationnels et SI :
L'ADEeF considère que toute réflexion de RTE sur les liaisons doit être partagée en amont avec les GRD. Les contrôles sous la responsabilité des GRD peuvent en effet en être impactés. De plus, l'ADEeF rappelle que certaines évolutions SI liées à la montée de version précédente des Règles (par exemple, la mise en œuvre de nouvelles liaisons) sont encore en cours de déploiement. En outre, le changement de statut sur les fautes de déclaration induit un changement de l'algorithme de contrôle mis en place par les GRD.

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

LADEeF, rappelle que les filières « Autre » et « multi-filière » peuvent être utilisées par certains acteurs pour respecter le seuil minimal d'agrégation (1MW de puissance installée). Elles sont donc a priori utiles.
L'ADEeF contribuera aux échanges sur le sujet dans le cadre de la concertation à venir. Néanmoins, l'ADEeF comprend que des informations complémentaires pourraient accroitre la transparence et permettre par exemple d'affiner l'estimation des différents paramètres du mécanisme ($C_{filière}$, …). Aussi, les GRD sont prêts à discuter avec RTE et les acteurs pour permettre de disposer de plus d'informations pour les EDC « multifilière » ou « autre » (via, par exemple, l'échange ponctuel d'informations entre Gestionnaires de réseau, la transmission d'informations complémentaires lors de la certification…).