19 octobre 2018

GT « Synthèse sur la concertation 2018 sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité »

GT organisés dans le cadre de cette concertation

1

- *GT relatif à l'obligation de capacité* : 16 mai 2018
- *GT relatif à la certification, aux évolutions et au contrôle des EDC* : 1er juin 2018
- *GT relatif aux capacités intermittentes, aux capacités sous OA et aux nouvelles flexibilités* : 15 juin 2018
- *GT transmécanismes sur les effacements de consommation* : 28 mai, 26 juin et 18 septembre 2018

2

- *Atelier paramètre du mécanisme de capacité:* 28 mars 2018

3

- *GT relatif aux échanges sur le marché de capacité et à la clause de revoyure* : 28 juin 2018
- *Commission Accès au Marché :* 11 juillet 2018

4

- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives aux participations XB* : 24 septembre 2018
- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives à la contractualisation pluriannuelle* : 4 juillet 2018

Appels à contributions lancés dans le cadre cette consultation

1

Appel à contributions

« simplification »

Ouvert du 18 juin au 2 juillet 2018

- Obligation de capacité
- Certification, évolution des EDC et contrôles
- Capacités intermittentes, capacités sous OA et nouvelles flexibilités

2

Appel à contributions

« Fonctionnement du marché »

Ouvert du 25 juillet au 14 septembre 2018

- *Articulation des sessions de marché organisé*
- *Assiette de calcul du PREC*
- *Temporalité du mécanisme post-AL-1*
- *Modalités de reporting des cessions au registre des garanties de capacité.*

3

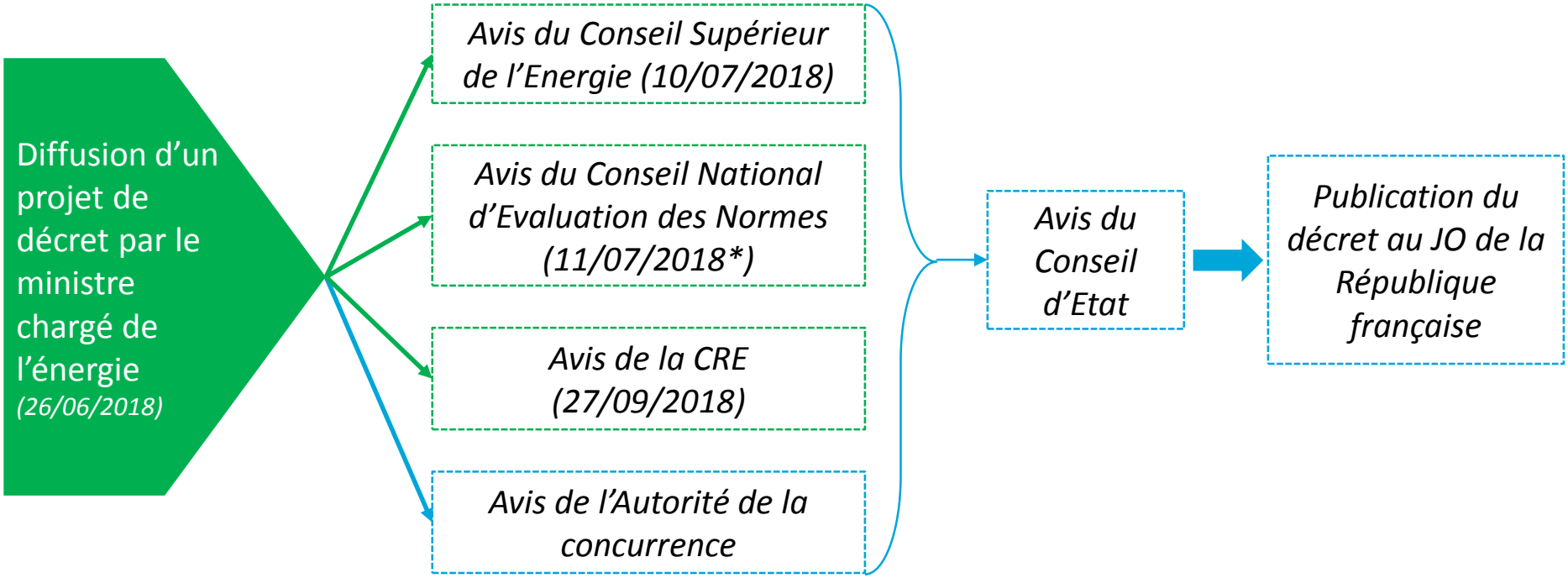
Appel à contributions

« Nouveaux dispositifs et effacements »

Ouvert du 27 septembre au 10 octobre 2018

- Dispositif de contractualisation pluriannuelle
- Participation transfrontalière au mécanisme de capacité
- Effacements de consommation

Point d'information sur l'état d'avancement de validation du décret



Rappels sur le processus de validation des règles

Article 3.2.1 des Règles du mécanisme de capacité

Début du processus de révision des règles
Publication du décret modificatif au JO de la République française

T0

Proposition d'un projet de Règles par RTE

Consultation du projet de Règles sur Concerte pendant 10 jours ouvrés

Proposition d'un projet de règles modifié sur la base des retour des acteurs

Avis de la Commission de Régulation de l'Energie

Publication par le ministre d'un arrêté modificatif des règles au JO de la République française*

**: Le ministre peut porter des modifications sur toutes les nouvelles clauses proposées par RTE*

Report des échanges pour les années de livraison 2020, 2021, 2022 et 2023

- Afin d'assurer aux acteurs de marché de la **visibilité et une stabilité du cadre règlementaire pour l'ensemble des échéances de marché relatives à une année de livraison donnée**, il n'apparaissait pas souhaitable que les échanges portant sur les années à venir démarrent juste avant une modification des règles de marché.

- A ce titre, RTE a proposé de **repousser la date de début des échanges pour les années de livraison 2020 à 2023**. Les dates de début des échanges retenue sera précisée la nouvelle version des règles.

La DGEC communiquera en deuxième partie de GT sur l'ensemble des sujets relatifs au calendrier réglementaire.



19.10.2018

Synthèse de la concertation portant sur la simplification du mécanisme de capacité

GT Synthèse 19.10.2018

Structure de la concertation

1 GT relatif à l'obligation de capacité (co-animation ENEDIS)

1 GT relatif à la certification et au contrôle des EDC

1 GT relatif aux renouvelables et aux nouvelles flexibilités

Appel à contributions ouvert du 18 juin au 2 juillet sur la base des propositions formulées lors de ces trois 3 GT :
21 réponses d'acteurs publiées sur le site Concerte + 1 réponse confidentielle.

ADEEF	ALPIQ	CELEST	CNR	DIRECT ENERGIE	EDF	EDF OA
ENERCOOP	ENERGY POOL	ENI	ENGIE	EQINOV	ES	FEE
RESTORE	SER	SGE	UEM	UNIDEN	UNIPER	VOLTALIS

PLAN DE LA PRESENTATION

1. **Obligation de capacité**
    a. Responsabilités et périmètres d'acteurs obligés
    b. Paramètres de l'obligation de capacité
    c. Calcul de l'obligation de capacité
2. **Certification, évolution des EDC et contrôle des capacités**
    a. Certification des capacités
    b. Evolution des entités de certification
    c. Collecte et contrôle des entités de certification
3. **Capacités intermittentes, nouvelles flexibilités et effacements**
    a. Capacités intermittentes et nouvelles flexibilités
    b. Effacements
4. **Règlement des écarts**



1

Obligation de capacité

1.a

Responsabilités et périmètres d’acteurs obligés

Introduction potentielle dans les prochaines règles d'un mandat pour la gestion de l'obligation (1/2)

Responsabilités sur la signature des contrat dans le mécanisme de capacité

Les règles du mécanisme de capacité prévoient que le contrat acteur obligé est signé par l'AO. Côté certification, le contrat de certification d'une capacité peut être signé par l'exploitant de la capacité ou par une personne mandatée par lui.

Appel à contribution n°1 – Question 1

Pensez-vous que les prochaines règles devraient prévoir qu'un AO puisse mandater un acteur tiers pour :

1) signer le contrat acteur obligé en son nom ;
2) être le titulaire du compte acteur obligé associé dans le registre des garanties de capacité ?

Introduction potentielle dans les prochaines règles d'un mandat pour la gestion de l'obligation (2/2)



Soutien quasi-unanime pour introduire une possibilité de mandat à condition que l'Acteur Obligé reste responsable des écarts.

L'Acteur Obligé doit rester titulaire du compte car il est responsable de la couverture en capacité selon la loi.

- → RTE proposera dans les règles la possibilité de mandater une personne n'appartenant pas à la société pour signer un contrat Acteur Obligé et agir à toutes les étapes du processus.
- → L'Acteur Obligé reste la personne morale titulaire du compte sur le registre des garantes de capacité et reste responsable des écarts.

Notification d'informations sur les périmètres d'acteurs obligés (1/2)

Article 6.2.8 des règles du mécanisme de capacité

« *Avant le début de la période de livraison, chaque GR notifie aux AO de type fournisseur ou de type consommateur obligé le périmètre qui leur est attribué, et RTE notifie aux AO de type acheteur de pertes obligé le périmètre qui leur est attribué. Sur demande de l'AO, un GR informe l'AO de la constitution de son périmètre.* »

Article 6.2.4.2 des règles du mécanisme de capacité

« *Les changements de périmètre d'AO peuvent avoir lieu jusqu'à la fin de l'AL […]. La notification du rattachement auprès du GR concerné est effectué au plus tard 1 mois après la date de rattachement mentionné dans l'accord de rattachement.* »

Dans les faits, des volumes importants de changement de fournisseur sont constatés au 1er janvier, entraînant des changements d'AO.

Appel à contribution n°1 – Question 2

Au vu des nombreux changements de fournisseurs observés en début d'année civile, serait-il plus adéquat selon vous :

1) Soit de notifier les périmètres d'AO après le 31 janvier
2) Soit de se limiter à des communications ponctuelles aux AO ?

Notification d'informations sur les périmètres d'acteurs obligés (2/2)



Globalement un soutien pour repousser la date de notification des périmètres AO pour pouvoir tenir compte opérationnellement des changements de fournisseurs.
Les acteurs souhaitent avoir la possibilité d'avoir accès à leur périmètre à la demande en plus d'une notification à date fixe.

- → RTE propose de conserver la notification formelle, décalée au 31/03 pour tenir compte des changements de fournisseur ayant lieu en début d'année de livraison
- → Les règles conserveront la possibilité pour les acteurs obligé d'accéder à leur périmètre sur demande au GR concerné

Introduction dans certains cas d'un rattachement « automatique » à un périmètre d'AO (1/2)

Description du processus envisagé :

- Lorsque le GR concerné constate l'absence de rattachement d'un site de soutirage à un périmètre d'AO, il lui rappelle ses obligations au titre du mécanisme de capacité.
- Le site de soutirage dispose alors d'un délai d'1 mois pour se rattacher à un périmètre d'AO.
- Si, à l'issu de ce délai, le GR constate que le site de soutirage n'est toujours pas rattaché à un périmètre d'AO, il demande au RE du site de lui communiquer le nom de son/ses fournisseurs en énergie.
- Le GR notifie ensuite à un des fournisseurs et au site que le site va être « automatiquement » rattaché à leur périmètre sous un délai d'1 mois sauf contestation de leur part durant ce délai (choix d'un autre fournisseur si multi-fournisseur, transfert d'obligation…).

Appel à contribution n°1 – Question 3

Quel est votre avis sur la proposition d'amélioration du processus de rattachement des sites de soutirage à un périmètre d'acteur obligé présenté en GT? En particulier, que pensez-vous des différents délais proposés ?

Introduction dans certains cas d'un rattachement « automatique » à un périmètre d'AO (2/2)



Une majorité d'acteur soutient cette proposition de simplification.

Certains acteurs souhaiterait que cette méthode soit la méthode par défaut.

Un acteur évoque le cas des consommateurs récalcitrants. Ce cas ne s'oppose pas à cette disposition car le fournisseur est responsable selon la loi de l'obligation de capacité du site.

- → RTE propose d'inclure cette disposition dans les prochaines règles. La méthode par défaut reste l'accord cosigné pour ne pas faire peser la responsabilité des rattachements sur le RE.
- → Le délai donné au fournisseur pour contester est d'un mois.
- → En cas de multifournisseur, le responsable d'équilibre désigne le fournisseur livrant le plus d'énergie au site

1.B Paramètres de l’obligation de capacité

Evolution de la puissance moyenne seuil (1/2)

Appel à contribution n°1 – Question 4

Pensez-vous, notamment compte tenu des éléments présentés par Enedis en groupe de travail, que la méthodologie de détermination de la puissance moyenne devrait être révisée ?

Pensez-vous également que la valeur de la puissance moyenne seuil devrait être modifiée ?

Evolution de la puissance moyenne seuil (2/2)



Absence de consensus sur l'étude d'Enedis.

Les acteurs identifient un besoin de clarification et d'approfondissement de l'étude avec un délai entre les modifications et l'application des conclusions pour pouvoir adapter les contrats de fourniture et le système d'information

- → Enedis propose d'approfondir son étude sur la détermination de la puissance moyenne annuelle et de la puissance moyenne seuil.
- → Rte pourra proposer à la CRE et au ministre, une nouvelle valeur de Puissance moyenne seuil et une nouvelle méthode de calcul de la puissance moyenne annuelle après consultation des GRD
- → Cette modification sera applicable deux ans après sa publication

1.C Calcul de l’obligation de capacité

Publication des pré-estimations d'obligation de manière agrégée (1/2)

Appel à contribution n°1 – Question 5

Certains acteurs nous ont fait part de leur besoin de visibilité sur le montant de l'obligation France et regrettent à ce titre que la somme des pré-estimations d'obligation transmises à RTE ne soit pas publiée.

Une telle publication pourrait envisagée; si tel était le cas :

1) RTE rendrait également publique la liste des acteurs n'ayant pas respecté cette disposition ;
2) RTE s'interroge sur la possibilité d'introduire un contrôle ex-post afin d'éviter que la publication des pré-estimations d'obligation ne soit utilisée dans la perspective de manipuler le marché de capacité.

Êtes-vous favorables à ce que RTE publie la somme des pré-estimations transmises dans les conditions explicitées ci-dessus ?

Publication des pré-estimations d'obligation de manière agrégée (2/2)



Les acteurs sont majoritairement favorables à une publication de l'obligation pré-estimée afin de d'améliorer la transparence du marché de capacité.

Un acteur indique que le risque de manipulation de marché est faible étant donné que la grande majorité des enchères pré-année de livraison sont passées lors de la publication de la pré-estimation

- → RTE propose d'introduire dans les règles une publication de la somme des pré-estimations des acteurs obligés
- → La liste des acteurs obligés n'ayant pas fait parvenir leur pré-estimation sera également publiée.
- → Pour prévenir le risque de manipulation de marché la CRE définit indicateur de fiabilité.

Anticipation de la notification de l'obligation finale (utilisation de données de consommation provisoires) (1/2)

Appel à contribution n°1 – Question 6

Pensez-vous que le calendrier actuel devrait évoluer (anticipation des dates des règlements financiers), en partant du principe qu'une telle évolution suppose de se baser, pour le calcul de l'obligation définitive, sur des données de consommation transitoires (avec une date de notification des règlements financiers + ou – avancée selon qu'on prenne en compte ou non la RECOTEMP du 1er semestre d'AL par exemple) ?

Si oui, quelles données devraient-être utilisées selon vous (en lien avec l'amélioration progressive des données remontées) ?

Si une telle évolution avait lieu, la question se poserait alors de savoir à partir de quelle AL le calendrier révisé peut être appliqué.

D'autres dispositif, comme l'ARENH par exemple, se base déjà sur des données de consommations non définitives.

L'anticipation de la date de notification de l'obligation définitive suppose l'absence de tout recours possible contre l'obligation définitive notifiée, en se basant sur l'argument que les données de consommation utilisées ne sont pas définitives.

Anticipation de la notification de l'obligation finale (utilisation de données de consommation provisoires) (2/2)



Les acteurs sont favorables à une accélération du processus de calcul de l'obligation finale et de règlement des écarts.

Cependant certains acteurs demandent à ce que le calcul de l'obligation définitive se base sur un calcul de type Recotemp et non Recoflux.

Le déploiement Linky et le passage au tout courbe de charge pour les clients hors C5 est proposée comme signal de bascule vers un règlement des écarts anticipé

- → RTE proposera dans les règles de ne pas anticiper le calcul de l'obligation définitive pour l'instant
- → Sur décision de la CRE le calcul de l'obligation définitive pourra être avancé. Le signal pourra notamment venir du déploiement de Linky, de l'amélioration de la fiabilité des données ou d'une anticipation de la Recotemp dans le processus RE.

Evolutions impactant le calcul du gradient des acteurs obligés pour les sites profilés (1/3)

Appel à contribution n°1 – Question 7

a) Etes-vous en accord avec les modalités de calcul des gradients profilés dans le cadre de la mise en œuvre du profilage dynamique ?

b) Quelles perspectives souhaiteriez-vous voir envisager s'agissant de l'évolution potentielle du CGP ?

Evolutions impactant le calcul du gradient des acteurs obligés pour les sites profilés (2/3)



Concernant les modalités de prise en compte du profilage dynamique les acteurs sont globalement d'accord avec les propositions de l'ADEEF.

Certains AO pointent la difficulté de prévision des gradients dynamiques par rapport à la méthode statique

→ Enedis et RTE vont proposer une méthode dans les règles Mécapa pour calculer le terme $G_{SousProfil(S,AL)}[j,h]$ dans le cadre du profilage dynamique

→ Le calcul du gradient de sous profil s'effectue en partie grâce à la méthode par Delta de l'annexe 1

Evolutions impactant le calcul du gradient des acteurs obligés pour les sites profilés (3/3)



Les acteurs rappellent le besoin du CGP pour effectuer le bouclage du mécanisme.

Le lissage temporel actuel du CGP n'est pas perçu comme indispensable. Ce terme risque d'introduire des imprécisions dans le cadre du passage des profils vers la courbe de charge.

Les acteurs obligés déplorent l'imprévisibilité du CGP.

- → L'ADEEF et RTE proposent de supprimer le lissage temporel du CGP soit modifier sa formule en remplaçant le $GradientTotalProfilélissé_{AL}$ par le $GradientTotalProfilé_{AL}$
- → Un retour d'expérience sera effectué sur l'apport de bouclage du CGP en comparaison de sa complexité de mise en œuvre. Si l'apport du CGP se révèle insuffisant, RTE pourra en consultation avec les GRDs proposer sa suppression.

Méthodologie de calcul du gradient pour les sites télérelevés thermosensibles

Appel à contribution n°1 – Question 8

Considérez-vous que l'impact de la répartition via la méthode de calcul du gradient en cas de changement d'AO soit significatif pour les acteurs obligés ?

Le cas échéant, il pourrait être envisagé de faire évoluer la méthodologie de calcul du gradient des sites télérelevés thermosensibles.



Les acteurs ne sont pas favorables à une évolution de la méthodologie de calcul des sites télérelevés thermosensibles changeant d'AO en cours d'année à moins d'une analyse de ROI entre les coûts de mise en place et l'amélioration de la précision du calcul

- → Au vu de l'absence de demande d'une adaptation de la méthode de calcul RTE propose que cette modification ne soit pas retenue.
- → Elle pourra être réétudiée dans le futur sur la base d'un retour d'expérience

Échéances opérationnelles T4 2018

Pré-estimation de l'obligation 2019

La pré-estimation d'obligation de capacité pour l'AL 2019 est à transmettre à RTE avant le 31 octobre 2018.

Calcul de l'obligation estimée AL 2017

En raison des difficultés liées à la remontée des données nécessaires au calcul du CGP et de la puissance de référence et pour fiabiliser le résultat du calcul de la première obligation la communication de l'obligation estimée 2017 est reportée début 2019 à titre exceptionnel.



2

Certification, évolution des EDC et contrôles

2.a Certification des capacités

Modification exceptionnelle du processus de certification (1/3)

Article 7.4.2.4 des règles : « *Révision exceptionnelle des dates limites de demande de certification sur proposition de RTE* »

« *RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une* ***révision exceptionnelle de la date limite de Demande de Certification*** *relative à certaines Capacités pour l'Année de Livraison AL. Cette révision ne peut conduire qu'à repousser la date limite initiale de Demande de Certification, et non à l'avancer.* »

- Pour l'AL 2018, RTE a ainsi envoyé un courrier au Ministre et à la CRE afin de demander un décalage de 15 jours de la date limite de certification des effacements en raison des contraintes particulières de l'AOE 2018.

- Pour les AL 2017 à 2021, les dates limites de certification des capacités de production ET d'effacement avaient aussi été modifiées dans le contexte particulier de l'enquête approfondie. Ces mesures introduites via une révision des règles (introduction de dispositions transitoires) ont pour objectif de prévenir le cas couvert par l'article 7.4.2.4 des règles.

Modification exceptionnelle du processus de certification (2/3)

- Fin 2016, la conjonction de deux évènements particuliers (conclusion de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité + décalage dans le temps des résultats de l'AOE) ont conduit, en outre, à proposer dans le cadre des dispositions transitoires pour l'AL 2017 un processus exceptionnel, simplifié et accéléré de certification des effacements.

- Ces occurrences amènent à s'interroger sur la flexibilité des règles face à certains évènements inhabituels.

Appel à contribution n°1 – Question 9

L'article 7.4.2.4 prévoit les modalités de révision exceptionnelle des dates limites de demande de certification sur proposition de RTE : selon vous, serait-il approprié d'étendre le cadre d'application de cet article, en prévoyant non plus seulement la possibilité d'une révision exceptionnelle des dates limites de certification, mais plus généralement de certains processus de certification (avec un objectif de facilitation des démarches des acteurs) ?

Modification exceptionnelle du processus de certification (3/3)



- **Soutien unanime pour introduire une flexibilité supplémentaire applicable au processus de certification, à condition que ces modifications exceptionnelles se traduisent pas une simplification effective des procédures administratives.**
- **Les acteurs appellent néanmoins à avoir autant de visibilité que possible sur ces évolutions du processus de certification pour traiter des cas d'urgence.**

→ Introduire dans les règles la **possibilité de modifier la procédure de certification pour faire face à des évènements exceptionnels.** Une telle évolution devra faire l'objet d'une proposition RTE soumise à l'avis des acteurs durant 5 jours ouvrés, puis soumise à l'approbation de la CRE.

→ Ces possibles modifications exceptionnelles n'affecteront pas les demandes de certification effectuées avant la délibération associée de la CRE.

Possibilité pour un GRD de mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer le processus de certification/contrôle (1/2)

Articles R. 335-13 à R. 335-20 du Code de l'énergie

- Ces articles du décret mécanisme de capacité décrivent les processus de certification et de collecte/contrôle des capacités de production et d'effacement.
- En particulier, il est précisé que ces processus sont gérés par les GR pour les capacités sur leur zone de desserte.

Appel à contribution n°1 – Question 10

Il pourrait être précisé explicitement, dans les futures règles, la possibilité pour un gestionnaire de réseau de distribution de mandater un autre gestionnaire de réseau ou une association de gestionnaires de réseau pour les opérations de certification/collecte/contrôle sur sa zone de desserte : voyez-vous un intérêt ou des inconvénients à l'explicitation de cette option ?

Possibilité pour un GRD de mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer le processus de certification/contrôle (2/2)



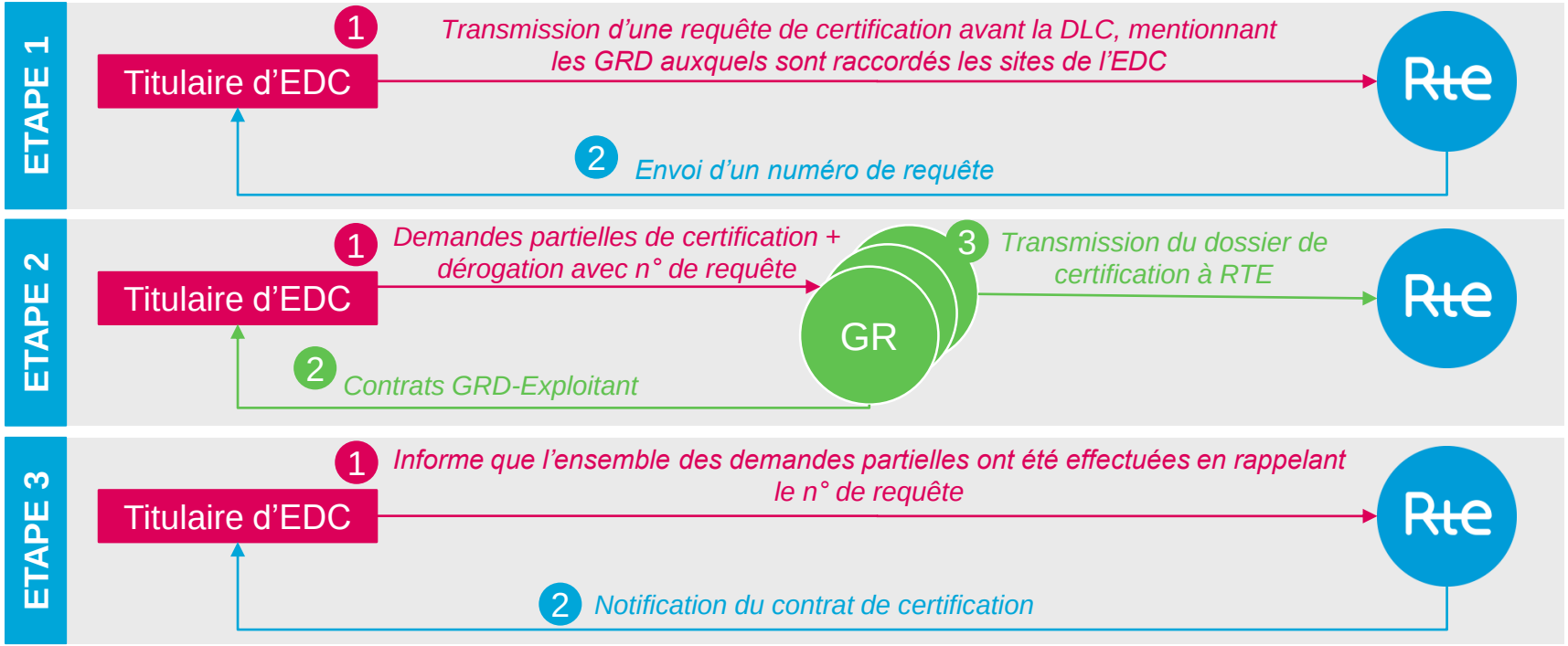
- Un seul acteur s'oppose à cette évolution jugeant qu'elle serait de nature à déresponsabiliser les GR et à ne pas identifier clairement les responsables des processus de certification/collecte/contrôle.
- **La majorité des acteurs ne s'oppose pas à cette évolution.**
- **Plusieurs acteurs soutiennent cette évolution en soulignant les difficultés opérationnelles rencontrées par certains GR** pour mener ces procédures.

→ Introduire dans les règles **la possibilité pour un GRD de mandater un autre GR ou une association de GR pour les opérations de certification/collecte/contrôle.**

→ RTE sera destinataire de ces mandats pour **assurer la traçabilité de ces délégations opérationnelles.**

Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (1/5)

Le processus de certification d'une EDC multi-GR est décrit en 3 étapes à l'article 7.4.4.3 des règles :



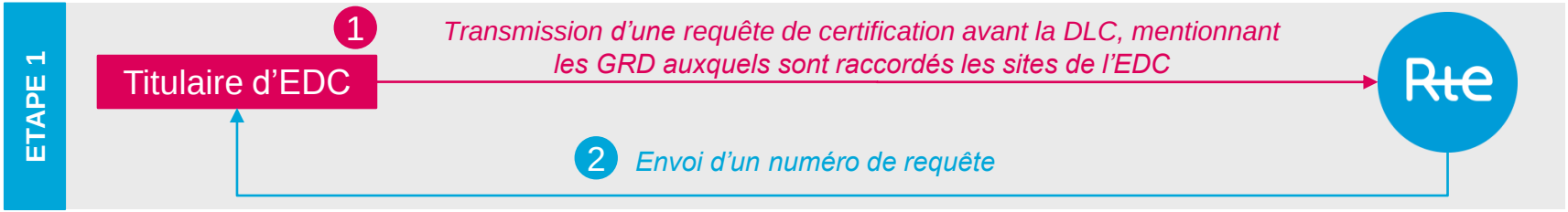
Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (2/5)

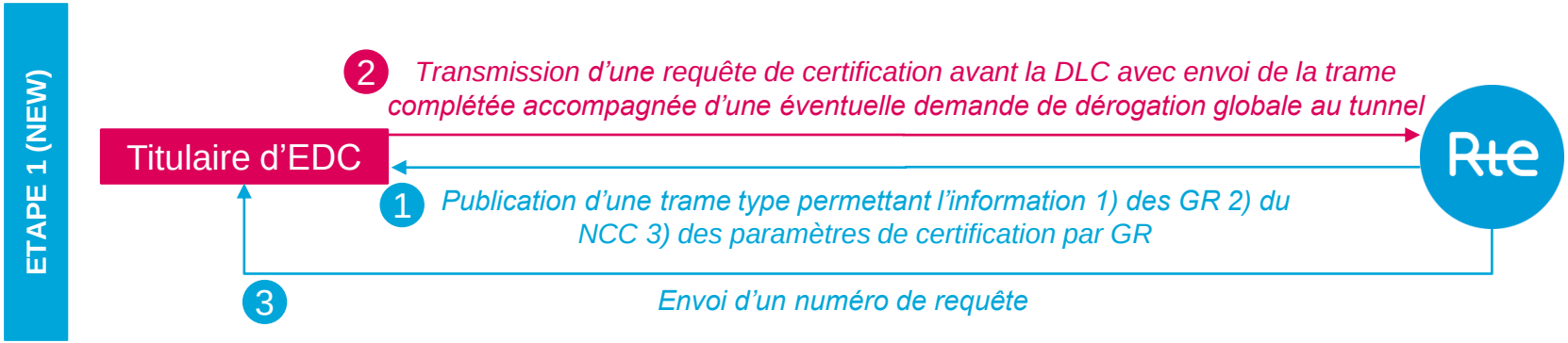
REX sur les certifications multi-GR des 1ères années de livraison

- Plusieurs difficultés relatives à la certification multi-GR ont été rencontrées (incertitude sur la déclaration de paramètres globaux, demande de dérogation à la maille de chaque GR, doublons…), et un véritable besoin de rationalisation a été exprimé par les acteurs de marché.
- Certaines de ces difficultés sont liées à la « simple » demande de certification, d'autres sont liées à l'accompagnement de cette demande par une demande de dérogation au tunnel de certification.
- Les slides suivants proposent des évolutions dans le processus de certification multi-GR au sein des étapes 1 et 3 précédemment décrites.

Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (3/5)

Proposition d'évolution de l'étape 1

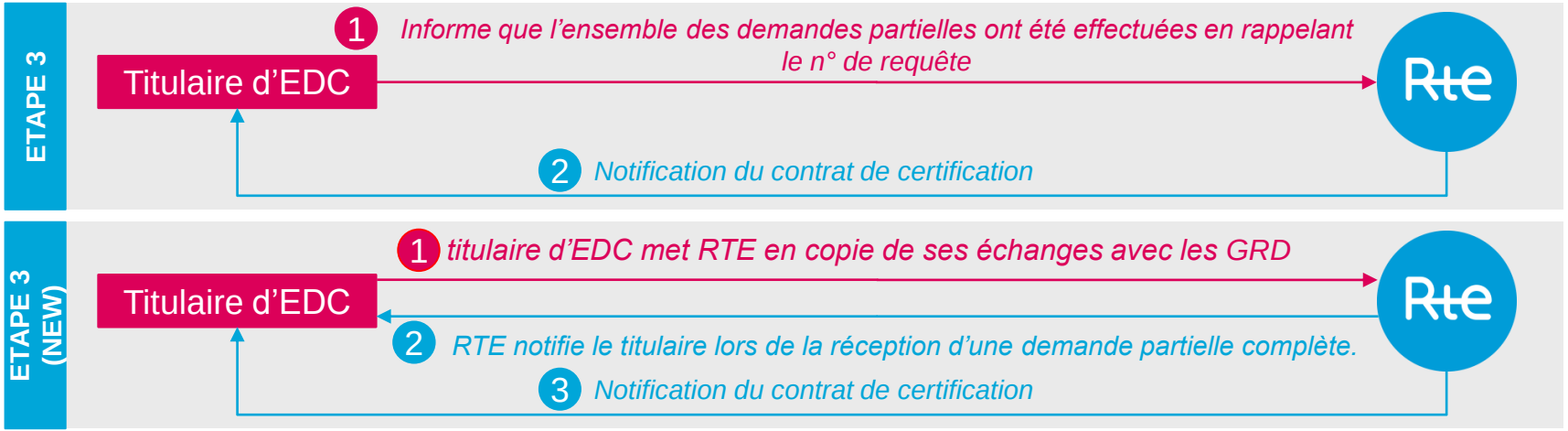




Permet un traitement des demandes de dérogation directement par RTE, de manière anticipée.

Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (4/5)

Proposition d'évolution de l'étape 3



Appel à contribution n°1 – Question 11

Partagez-vous le constat de manque de visibilité et d'inefficacités s'agissant du processus de certification pour les entités de certification comportant des sites raccordés à différents réseaux (« multi-GR ») ?
Etes-vous favorables aux évolutions proposées en groupe de travail par RTE ?

Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (5/5)



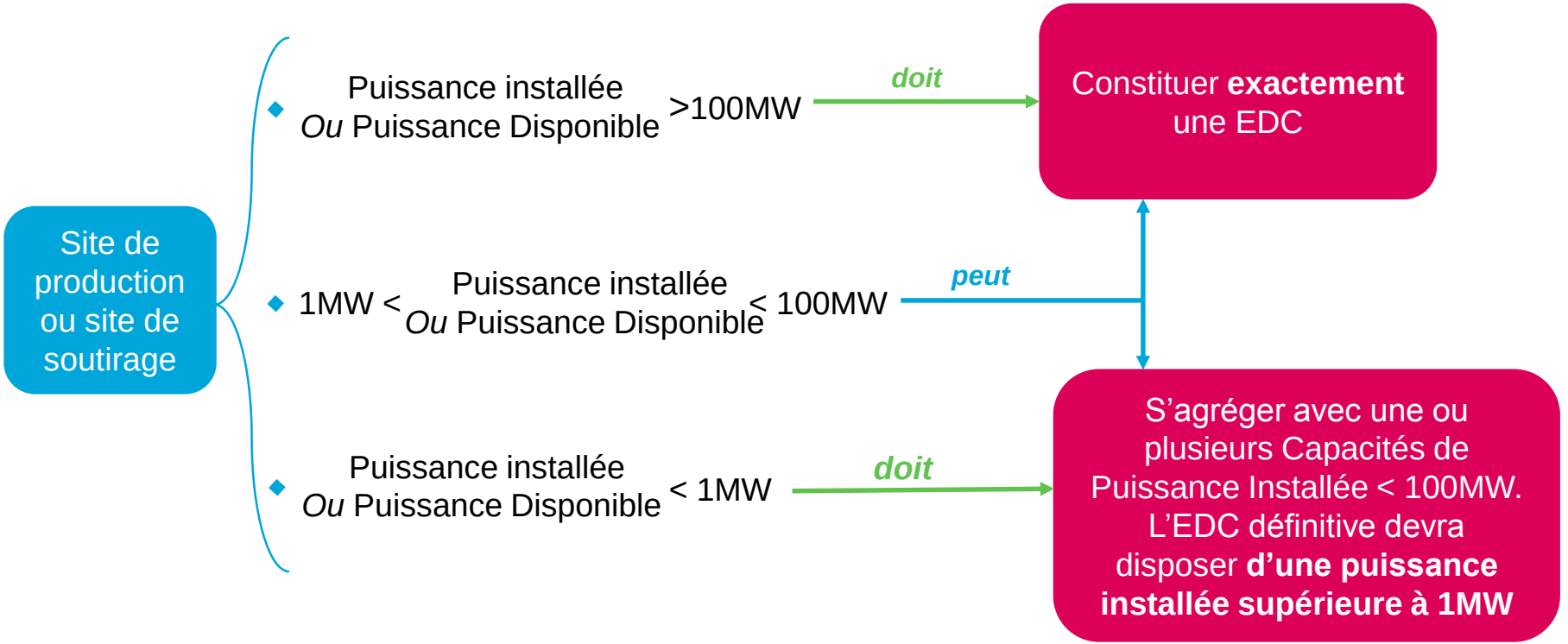
- Une majorité d'acteurs partage le constat du manque d'efficacité de l'actuel processus de certification multi-GR et soutiennent la proposition présentée en GT. Quelques acteurs demandent à ce que le processus de certification soit géré par un unique interlocuteur
- L'ADEEF souligne que les GRD effectuent des contrôles ex-ante sur la puissance disponible par site et de limiter le suivi des procédures de certification multi-GR à des échanges réguliers avec l'ADEEF.

→ Proposition d'introduire la modification de l'étape 1, qui permet notamment une **réception de l'ensemble des données nécessaires pour que RTE puisse traiter, le cas échéant, les demandes de dérogation au tunnel de certification** à la maille multi-GR.

→ Prévoir dans la convention certification que **les GR transmettent à RTE les données nécessaires pour vérifier que la certification**, suite aux contrôles effectués par les GRD, **soit toujours compatible avec la demande de dérogation étudiée par RTE.**

Seuils de puissance pour la constitution d'une EDC (1/3)

Article 7.4.5.3.2 des règles du mécanisme de capacité: « Conditions en Puissance »



Seuils de puissance pour la constitution d'une EDC (2/3)

Appel à contribution n°1 – Question 12

Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer le plafond d'agrégation à 100 MW en puissance installée totale pour la constitution d'entités de certification qui réunissent des installations de production hydraulique, dont les niveaux de production sont interdépendants ?

Seuils de puissance pour la constitution d'une EDC (3/3)



- Une majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur de cette évolution.
- Quelques acteurs ont souligné que cette évolution n'était pas nécessaire dans la mesure où les écarts entre ces différentes installations peuvent foisonner au sein d'un RPC commun.

→ Afin que les niveaux de capacité certifiés visibles sur le registre des capacités certifiées corresponde à une réalité physique sous-jacente et dans la perspective de faciliter pour les exploitants le processus de collecte pour ces entités interdépendantes, **RTE proposera de supprimer le plafond pour l'agrégation des installations de production hydraulique interdépendantes.**

→ Les titulaires d'EDC concernés devront accompagner leur demande de certification d'une **demande formelle en justifiant que les installations de capacité appartiennent effectivement à la même vallée hydraulique.**

Définitions des abaques des contraintes de stock (1/3)

1 MISE EN COHERENCE DE LA DEFINITION DE Kj/Kh AVEC LA METHODE DE CALCUL

Lors de la certification d'une EDC, le titulaire d'EDC déclare 3 paramètres : Pdisponible, Emaxj, Emaxh.

- Emaxj correspond (7.3.1.2.2.1.2) à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant les heures d'un jour PP2.
- Emaxh correspond (7.3.1.2.2.2.2) à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant 5 jours ouvrés de la période de livraison.

Ces paramètres transmis par les titulaires d'EDC ne préjugent pas du caractère consécutif des heures et des jours de disponibilité. RTE se base sur ces paramètres pour calculer le Kj et le Kh s'appliquant à l'EDC.

RTE proposera de supprimer les notions de « nombre d'heures consécutives » et de « nombre de jours consécutifs » employées pour définir Kj et Kh (7.1.2.1 et 7.1.3.1), afin de mettre en cohérence ces définitions avec les modalités de calcul des Kj et Kh effectifs.

Définitions des abaques des contraintes de stock (2/3)

2 NOMBRES DE JOURS PP2 VALORISABLES VIA LE PARAMETRE Kh

L'article 7.1.2.2 des règles définit la période de pointe PP2. Celle-ci peut contenir des jours non ouvrés. Ainsi, une semaine peut contenir jusqu'à 7 jours PP2.

L'article 7.1.3 définit l'abaque Kh. L'abaque atteint la valeur de 100% dans le cas d'une contrainte de stock hebdomadaire de 5 jours.

Appel à contribution n°1 – Question 13

L'abaque des contraintes de stock hebdomadaire (paramètre « Kh ») permet de valoriser jusqu'à cinq jours de stocks. Les règles prévoient (article 7.1.3.1) que ces jours doivent être ouvrés pour être valorisés dans la contrainte de stock, or la période PP2 peut couvrir des jours non ouvrés : seriez-vous favorable à la suppression de la notion de « jours ouvrés » dans la définition de la contrainte de stock hebdomadaire ?

Définitions des abaques des contraintes de stock (3/3)



- Une majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur de supprimer la notion de « jour ouvré » dans la définition des contraintes de stock hebdomadaire.
- Quelques acteurs s'interrogent sur la pertinence de pouvoir tirer des jours PP2 le weekend.
- Un acteur demande à ce que la contrainte de stock hebdomadaire permette de distinguer les capacités disponibles 7 jours des capacité disponibles 5 jours.

→ Pour garantir la cohérence de la définition des contraintes de stock des acteurs avec le tirage des jours PP2 tout en assurant que les capacités soient certifiées à hauteur de leur contribution à la réduction du risque de défaillance, **RTE proposera de ne plus tirer de jours PP2 durant les weekend.**

→ En cohérence, RTE propose de maintenir un coefficient de contrainte hebdomadaire évalué à 1 pour toute capacité qui serait disponible 5 jours ouvrés par semaine.

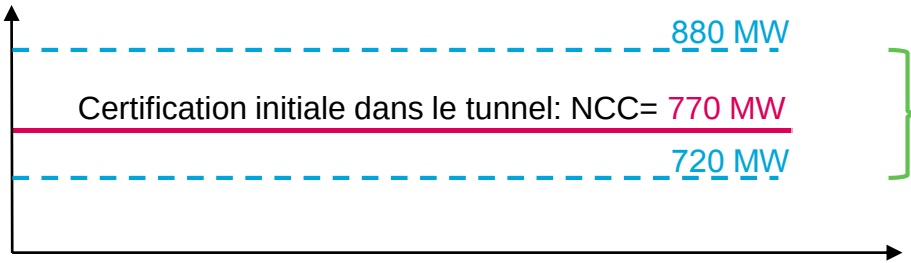
REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](1/8)

Rappel du cadre réglementaire relatif au tunnel de certification pour la production

ENCADRER LA CERTIFICATION DES CAPACITES POUR ASSURER SA REPRESENTATIVITE

- Le niveau de capacité certifié par une EDC doit être compris dans une plage de disponibilité (tunnel de certification) définie ex ante.
- Tout écart par rapport au tunnel doit être justifié (demande de dérogation).
- Définition normative par filière des paramètres du tunnel (taux de référence et marge d'acceptabilité)
- Le tunnel de certification ne s'applique pas aux EDC certifiées selon la méthode de calcul normative.

Exemple:



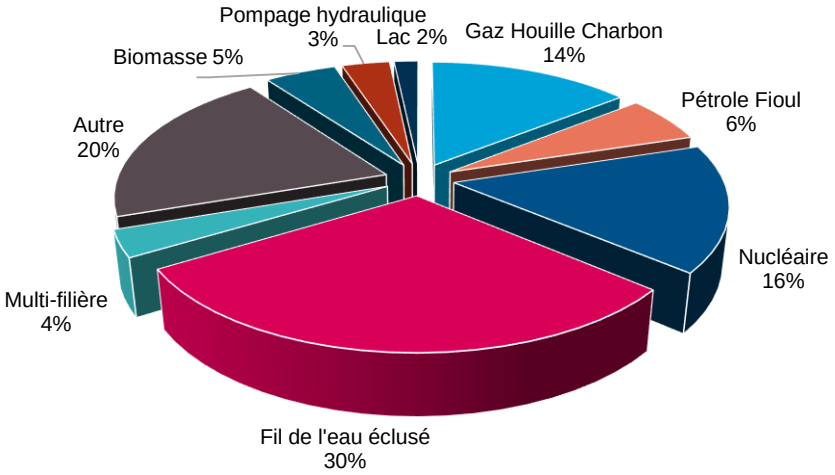
Rééquilibrages possibles sans justification

Tunnel spécifique pour les EDC d'effacement

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](2/8)

Etat des lieux des demandes de dérogation effectuées par des EDC de production

Répartition des demandes de dérogation par filière pour les AL 2017, 2018 et 2019



- A ce jour, les demandes de dérogation au tunnel de certification font l'objet d'un **traitement par année de livraison et au cas par cas**.
- RTE **demande fréquemment des justificatifs additionnels** avant d'étudier les demandes de dérogation qui lui sont présentées.

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](3/8)

Appel à contribution n°1 – Question 16

14 – Les paramètres du tunnel de référence (taux de référence et marge d'acceptabilité) des filières « fil de l'eau » et « éclusé » pourraient être révisés, au vu des nombreuses demandes de dérogation reçues spécifiquement pour ces filières : disposez-vous d'éléments permettant de justifier de nouvelles valeurs pour ces paramètres ?

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](4/8)



- Peu d'acteurs se sont exprimés sur la question.
- Un acteur a souligné qu'en période de pointe (PP2), les installations en amont des centrales «éclusé/fil de l'eau » fonctionnent davantage, rapprochant ainsi les niveaux de disponibilité des installations « éclusé/fil de l'eau » de ceux de la filière « lac ».
- Un acteur a rappelé que le niveau de disponibilité de la filière « éclusé/fil de l'eau » pouvait varier fortement en fonction des installations.

→ Sur la base d'un retour d'expérience sur les demandes de certification reçues par la filière « éclusé/fil de l'eau », **RTE proposera d'augmenter le taux de référence de la filière à 70%.**

→ RTE a également observé la dispersion statistique importante des niveaux de disponibilité de la filière « éclusé/fil de l'eau » et **propose de maintenir à ce titre une marge d'acceptabilité évaluée à 25%.**

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement](5/8)

Etat des demandes de dérogation effectuées pour des EDC d'effacement

Focus sur les dérogations au tunnel portant sur le produit des contraintes de stock journalière et hebdomadaire.

AL 2017

A date :

- 43 EDC d'effacement ;
- 24 EDC dont le produit des contraintes de stock est > à 0,7 (dont suite à dérogation « automatique »).

AL 2018

A date :

- 28 EDC d'effacement (davantage d'agrégation) ;
- 14 EDC dont le produit des contraintes de stock est > à 0,7.

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement](6/8)

Rappel du cadre réglementaire relatif au tunnel de certification pour les effacements

- S'agissant des EDC d'effacement, 2 tunnels de certification s'appliquent :
  - un tunnel similaire à celui s'appliquant aux EDC de production, avec fixation de la valeur de référence initiale du tunnel (centre du tunnel) par le titulaire d'EDC lui-même ;
  - un tunnel portant sur les contraintes de stock (Kj x Kh ≤ 0,7).

Appel à contribution n°1 – Questions 15

15 – Au vu des modalités de détermination du tunnel de certification, centré sur la valeur de référence pour les capacités d'effacement, et de l'application d'une seconde contrainte portant sur les contraintes de stock, seriez-vous en faveur de la suppression du tunnel de certification centré sur la valeur de référence, pour ne conserver que la borne haute des contraintes de stock (dont la valeur est de 0,7) ?

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement](7/8)



- Une majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur de la suppression du tunnel de certification centrée autour de la valeur de référence pour les EDC d'effacement.

→ Conformément à ces retours RTE proposera de **supprimer ce tunnel centré autour de la valeur de référence pour les EDC d'effacement.**

→ En cohérence avec cette proposition d'évolution, RTE a annoncé lors du GT Effacements du 18 septembre que les **demandes de dérogation effectuées par des EDC d'effacement au titre du tunnel de certification centré autour de la valeur de référence seront automatiquement accordées pour l'année de livraison 2019.**

REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles (8/8)

Appel à contribution n°1 – Questions 16

Seriez-vous en faveur d'autoriser les demandes de dérogation pluriannuelles au tunnel de certification, lorsque les causes de dérogation au tunnel sont identiques d'une année de livraison à l'autre (ceci implique une constance dans la composition de l'entité de certification) ?



- Une majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur de la possibilité de procéder à des demandes de dérogation au tunnel de certification pour plusieurs années de livraison.

→ RTE proposera d'étudier des demandes de dérogations qui concernant plusieurs années de livraison à condition que:

- **l'EDC concernée soit identique d'une année de livraison sur l'autre;**
- **que les motifs liés à la demande de la dérogation soient valides durant toutes les années de livraison concernées.**
- **l'acteur précise lors de sa demande de certification qu'une demande de dérogation pluriannuelle a été accordée lors de la certification pour une année antérieure.**

Publication du guide pratique sur les demandes de dérogation au tunnel de certification



Publication le 17 octobre d'un guide pratique sur les demande de dérogation au tunnel de certification:

- explicite des méthodes de dérogation acceptables pour certains cas usuels identifiés ;
- précise les documents justificatifs à transmettre pour ce type de demandes ;
- pourra être actualisé à échéances régulières ;
- est de nature purement informative.

+

Publication la semaine prochaine d'un guide sur les demandes de certification.



2.b

Evolution des entités de certification

Changement de RPC pour une EDC (1/2)

Cadre fixé par les règles relatif au rattachement d'une EDC à un périmètre de RPC

- Toute EDC doit être rattachée, pour une AL donnée, à un périmètre de RPC.
- Les changements de RPC sont possibles (article 7.11.2.3.1. des règles) : « *Pour une AL donnée, une EDC peut changer de périmètre de certification entre la date d'entrée en vigueur de son contrat de certification, et le 31 décembre AL-1 inclus.* » → A l'heure actuelle, les règles ne prévoient pas la possibilité de changer de RPC en cours d'AL.
- Plusieurs acteurs ont demandé une flexibilité accrue sur les changements de RPC (notamment pour des raisons de changements de relations commerciales en cours d'AL).

Appel à contribution n°1 – Questions 17

Introduire la possibilité d'un changement de responsable de périmètre de certification en cours d'année de livraison supposerait que le nouveau responsable de périmètre de certification porte l'intégralité de l'écart éventuel de l'entité de certification (également sur la première partie de l'année de livraison) et que l'ancien responsable de périmètre de certification renonce à cet écart (engagement bilatéral des deux responsables de périmètre de certification notifié à RTE) : sous réserve de respecter cette condition, seriez-vous favorable à ce que la possibilité de changer de responsable de périmètre de certification en cours d'année de livraison soit prévue par les règles ?

Changement de RPC pour une EDC (2/2)



- Les acteurs se sont unanimement exprimés en faveur de la possibilité de changer de RPC en cours d'année de livraison, dans les conditions précisées dans le slide précédent.

→ Conformément à ces retours RTE **introduira dans son projet de règles la possibilité pour un acteur de changer de RPC de manière rétroactive.** Ce changement de RPC s'articulera tel que présenté dans le slide précédent.

Demande de rééquilibrage pour évènement fortuit (1/2)

Article 7.6.3.2.5.2 des règles du mécanisme de capacité

Lorsque qu'un site de production ou un site de soutirage fait l'objet d'une indisponibilité non-programmée d'une durée d'au moins 30 minutes au cours de la période de livraison du mécanisme de capacité, le RPC concerné peut utiliser un de ses deux tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit relatif à l'AL concernée.

Pour tous les cas d'indisponibilité fortuite au sens des règles, le RPC les notifie à RTE, au plus tard deux jours ouvrés après l'indisponibilité fortuite en question, ainsi que les informations suivantes :

- l'EDC concernée et les sites associés, à l'origine de l'indisponibilité fortuite ;
- la cause génératrice de l'indisponibilité fortuite ;
- la durée prévue de l'indisponibilité ;
- le niveau de puissance indisponible.

Afin de pouvoir utiliser un ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit, le RPC concerné doit procéder à la demande de rééquilibrage dans un délais de 5 jours ouvrés après la déclaration de fortuit.

Demande de rééquilibrage pour évènement fortuit (2/2)

Appel à contribution n°1 – Questions 18

Seriez-vous favorables à ce que les futures règles prévoient un allongement du délai durant lequel un responsable de périmètre de certification doit présenter, après la notification à RTE d'un fortuit, une demande de rééquilibrage afin de pouvoir bénéficier d'un ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit ?



- Les acteurs ont unanimement demandé d'allonger les délais relatifs à la déclaration d'un rééquilibrage pour fortuit.

→ Conformément à ces retours, RTE proposera d'allonger les délais relatifs à l'article 7.6.3.2.5.2 des règles:

- notification du fortuit 5 jours ouvrés après l'indisponibilité fortuite;
- demande de rééquilibrage justifiant l'évènement fortuit au plus tard 1 mois après l'évènement fortuit.

Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (1/4)

Les règles du mécanisme de capacité prévoient :

- que les rééquilibrages pour une année AL sont possibles à compter de la signature du contrat de certification relatif à une EDC et jusqu'au 15 janvier AL+1;
- que les rééquilibrages en cours d'AL sont payants, avec un coût augmentant au fur et mesure que des jours PP2 sont tirés ;
- que les rééquilibrages effectués avant le début de l'AL sont gratuits à moins que le RPC ne présente un « volume cumulé de rééquilibrages », tel que défini par les règles, supérieur ou égal à 1 GW ;
- que les RPC disposent de 2 tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit.

Article 8.5.1.2.3 des règles : Volume cumulé de rééquilibrages

$$VolumeCumuléRééquilibrages_{AL,RPC} = \sum_{\substack{Demandes\ de\ réquilibrage \\ conformes\ des\ Rééquilibrages\ Comptabilisés}} VolumeRééquilibrage_{Demande}$$

Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (2/4)

Article 8.5.1.2.2 des règles : Rééquilibrages comptabilisés

Les rééquilibrages suivants ne sont pas comptabilisés dans le volume cumulé de rééquilibrages :

- Les rééquilibrages effectués avant l'entrée en vigueur des règles du 29 novembre 2016.
- Les rééquilibrages pour fortuit.
- Les rééquilibrages des EDC certifiées selon la méthode normative (à la baisse).
- Certains rééquilibrages donnant lieu à une modification de la constitution de l'EDC.
- Les rééquilibrages associés à une décision d'une autorisation administrative ou d'un acte législative et réglementaire contraignant le fonctionnement de la capacité.
- Les rééquilibrages liés à l'application du tunnel à des capacités déjà certifiées avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles.
- Les rééquilibrages associés à des changements de paramètres de certification, postérieurs à la date limite de demande de certification.

S'agissant de ces 3 types de rééquilibrages, s'ils sont à la baisse, les frais de certification sont neutralisés.

Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (3/4)

Appel à contribution n°1 – Questions 19

Pensez-vous qu'il pourrait y avoir du sens à rendre généralement gratuits les types de rééquilibrages suivants (définitions de l'article 8.5.1.2.2 des règles actuelles) :

- les rééquilibrages associés à l'application d'une décision émanant d'une autorité administrative ou d'un acte législatif et réglementaire contraignant de manière obligatoire le fonctionnement de la capacité (« *Ces rééquilibrages doivent concerner des mesures ayant conduit à des cas de décision administrative de fermeture définitive, de fermeture temporaire ou de réduction des heures de fonctionnement de la Capacité.* ») ;
- les rééquilibrages associés à des changements, prévus dans les règles, de paramètres de certification, postérieurs à la date limite de demande de certification de la capacité concernée (CFilière,AL, CAL, paramètres du tunnel de certification) ?

Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (4/4)



- Tous les acteurs se sont exprimés pour rendre gratuit les rééquilibrages induits par des décisions émanant d'une autorité administrative et/ou par des changements de paramètres dans les règles du mécanisme de capacité.

Conformément à ces retours, RTE proposera d'intégrer ces deux motifs comme suffisants pour pouvoir se rééquilibrer gratuitement. L'acteur devra alors justifier la cohérence entre ladite décision administrative ou le changement de paramètre et sa demande de rééquilibrage.

2.C

Collecte et contrôle des entités de certification

Cadre relatif aux tests d'activation (1/5)

1 Sur la prise en compte des contraintes techniques des offres sur le MA

L'article 7.9.4.3 des règles du mécanisme de capacité précise déjà que les tests d'activation via le MA sont réalisés « *dans le respect des caractéristiques définies dans le fichier des conditions d'utilisation des offres* ».

Appel à contribution n°1 – Questions 20

RTE proposera que les prochaines règles intègrent le principe selon lequel les conditions d'utilisation optimales déclarées dans le cadre du mécanisme d'ajustement doivent être compatibles avec les conditions d'activation par test dans le cadre du mécanisme de capacité : pensez-vous que ce cadre devrait être complété ? Comment ?



- Les acteurs n'ont pas explicité la manière dans le cadre d'activation des capacités pour cause test devrait être complété.

→ RTE se limitera à clarifier les règles en précisant que les tests d'activation seront réalisés dans le respect des CUO déclarées dans le cadre du MA.

Cadre relatif aux tests d'activation (2/5)

2 Sur les délais de prévenance des tests

- S'agissant d'une activation via le MA, les règles ne prévoient pas de délai de prévenance pour la réalisation d'un test d'activation. Ce test consiste « *en l'activation de l'offre par RTE […] de l'EDA ou des EDA liées à l'EDC, dans le respect des caractéristiques définies dans le fichier des conditions d'utilisation des offres. Cette activation est réalisée hors préséance économique* ».
- S'agissant d'une activation via NEBEF, les règles prévoient une « *sollicitation* » explicite de l'émission d'une NEBEF par une ou des EDE liées à une EDC « *dans un certain délai notifié par RTE* ».

Les règles précisent que toute EDC réalisant une collecte doit pouvoir être testée a minima jusqu'à 20h en J-1.

Appel à contribution n°1 – Questions 21

RTE souhaiterait que soient davantage explicités, dans les futures règles, les délais de prévenance pour la réalisation des tests d'activation via le dispositif NEBEF : êtes-vous favorable au maintien de l'heure limite à 20h ou plutôt à un alignement de ce délai avec celui de l'appel d'offres effacements (sollicitation de la NEBEF avant 21 heures en J-1) ?

Cadre relatif aux tests d'activation (3/5)

2 Sur les délais de prévenance des tests



- Une large majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur du maintien de l'heure limite de prévenance à 20h au plus tard – qui concerne à ce jour les tests hors-MA – pour répondre à des contraintes opérationnelles;
- Un acteur s'est exprimé en faveur d'un alignement avec l'AOE (21h).

→ En cohérence avec les retours des acteurs, RTE maintiendra l'heure limite de prévenance à 20h en J-1 pour les tests prévus hors MA (e.g. NEBEF).

Cadre relatif aux tests d'activation (4/5)

3 Sur la question de la rémunération des tests et du portage de leurs coûts

Article 7.9.4.3 des règles :

- « *L'ensemble des coûts associés au test sont à la charge des titulaires d'EDC, le titulaire d'EDC gardant la rémunération liée à l'offre de l'énergie produite sur une place de marché et notamment sur le MA.* »
- « *L'EDA étant valorisé au prix marginal d'ajustement à la hausse calculé sans prise en compte du prix de l'offre concerné* ».
- S'agissant d'une activation via NEBEF, le titulaire est responsable de trouver une contrepartie.

Appel à contribution n°1 – Questions 21

Quelle est votre opinion sur les dispositions de l'article 7.9.4.3 des règles actuelles, qui détaille la question de la rémunération des tests d'activation et du portage de leurs coûts ? Pensez-vous qu'elles devraient évoluer, et si oui, comment ?

Cadre relatif aux tests d'activation (5/5)



- Plusieurs acteurs suggèrent que les coûts associés aux tests ne soient pas portés par les titulaires d'EDC et proposent de rémunérer les capacités testées au prix de leur offre sur le MA.
- Un acteur propose que les coûts associés aux tests soient portés par les acteurs uniquement en cas de test défectueux.
- Pour mutualiser la rémunération des tests, plusieurs solutions sont évoquées: le TURPE, les frais de certification, le règlement des écarts RE (k), le coût des rééquilibrages.
- Certains acteurs, au contraire, soulignent que le coût associé aux tests fait partie intégrante de l'activité économique des capacités de pointe et proposent de maintenir les règles en l'état.

→ RTE rappelle que la mutualisation des coûts associés aux tests pose un certain nombre de questions en suspens (comment évaluer le coût porté par les exploitants de capacités, les capacités les moins activées sont les capacités avec les prix d'offre les plus élevés, quel vecteur de financement …);

→ RTE a ouvert la réflexion sur la rémunération des tests pour étudier les différentes solutions qui pourraient être envisagées. Ces travaux seront poursuivis dans le cadre de la concertation relative à l'AOE 2020. Les règles du mécanisme de capacité pourront être modifiées le cas échéant courant 2020.

Rappel: date limite de certification

Dates limites de certification en 2018 pour les AL 2019 à 2022

- RTE souhaite profiter de ce GT pour rappeler que le 31 octobre 2018 est la date limite de certification pour :
  - les capacités d'effacement pour l'AL 2019 ;
  - les capacités de production existantes en service pour les AL 2019, 2020, 2021 et 2022 ;
  - les capacités de production en projet pour l'AL 2019.



3

Capacités intermittentes, nouvelles flexibilités et effacements

3.A

Capacités intermittentes et nouvelles flexibilités

Rappels sur le régime dérogatoire actuel de certification (1/1)

Article 7.2.2 des règles : « Régime dérogatoire de certification »

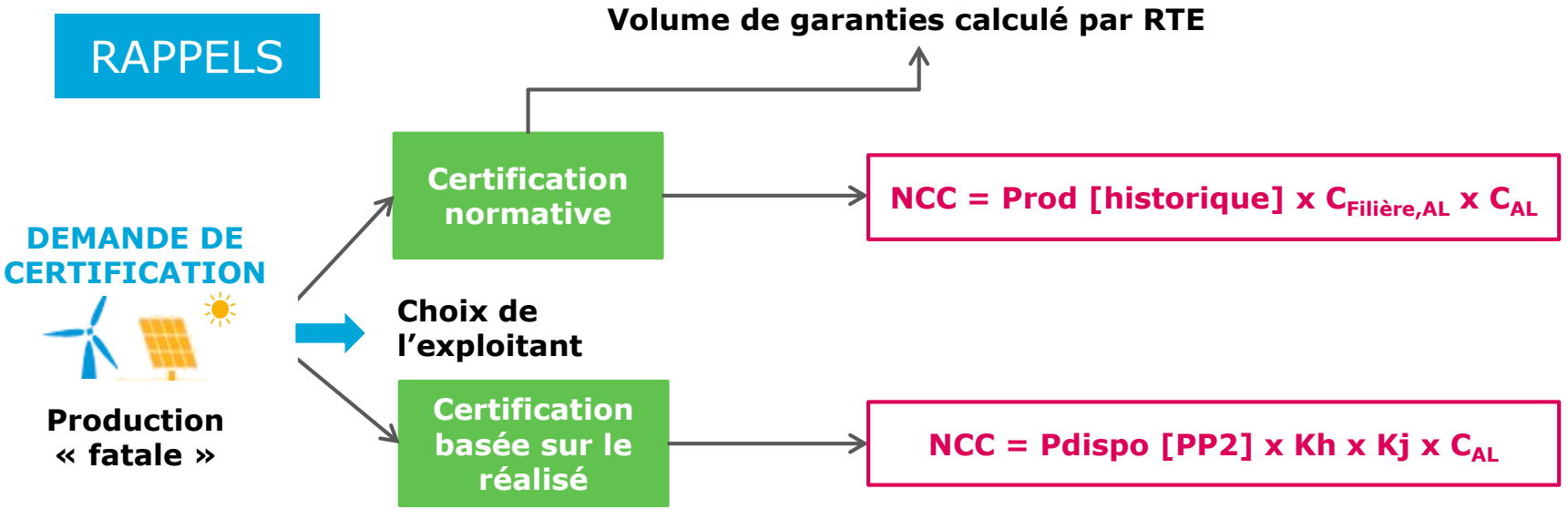
« *Les Capacités soumises au régime dérogatoire sont les capacités dont la* ***source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production****.* »

En l'espèce, sont soumises au régime dérogatoire les capacités des filières de production suivantes:

- **fil de l'eau**: toute capacité de production hydraulique dont la puissance installée est inférieure à 1MW est présumée appartenir à la filière fil de l'eau. En revanche, le propriétaire d'une telle capacité de production hydraulique est dans l'obligation de déclarer le caractère non-fatal de son installation dès qu'il en a connaissance;
- **éolien** onshore et éolien offshore;
- **solaire**;
- **toute autre filière** souhaitant bénéficier du régime dérogatoire peut en faire la demande lors de la Demande de Certification. La demande pourra être acceptée si la qualité fatale de la capacité est dûment justifié par le rattachement de documents techniques contractuels. En l'absence de justificatifs suffisants, la Demande de certification au régime de dérogation est non conforme.

Etat des lieux du régime dérogatoire de certification et proposition d'évolution (1/3)

RAPPELS



Evolution dans les nouvelles règles de l'abattement sur la certification des capacités intermittentes :

- Pour 2017 et 2018 : $C_{Filière,AL}$ = 85% pour le fil de l'eau, 70% pour l'éolien, 25% pour le solaire. C_{AL} = 1 pour l'ensemble des filières
- A partir de 2019 : $C_{Filière,AL}$ = 1 pour le fil de l'eau, l'éolien et le solaire. C_{AL} = 85% pour le fil de l'eau, 70% pour l'éolien, 25% pour le solaire et 1 pour les autres filières.

Etat des lieux du régime dérogatoire de certification et proposition d'évolution (2/3)

Appel à contribution n°1 – Questions 24

Dans une perspective de simplification, RTE pourrait proposer de supprimer la possibilité pour les exploitants de capacités de production fatale (au sens des règles) d'utiliser la méthode de certification basée sur le réalisé : cette évolution vous semble-t-elle pertinente ?
Si tel était le cas, à partir de quelle année de livraison vous semble-t-il pertinent d'appliquer cette évolution ?



- Les acteurs semblent partagés sur l'évolution proposée par RTE.
- Certains acteurs soulignent qu'une application généralisée de la méthode normative aux sources de productions fatales permettrait de simplifier le processus de certification (processus unique et facilite le processus d'entrée et de sortie d'OA).
- Plusieurs acteurs s'opposent à cette évolution en soulignant notamment que la certification basée sur le « réalisé » reste plus intéressante pour la filière « fil de l'eau ».
- Un acteur demande à ce que toutes les filières sous OA puissent être certifiées selon la méthode normative.

Etat des lieux du régime dérogatoire de certification et proposition d'évolution (3/3)

- → Dans une perspective de simplification des règles sur le mécanisme de capacité (processus unique) et notamment pour faciliter les entrées et sorties d'OA, RTE propose de **supprimer la possibilité pour les filières photovoltaïque et solaire de se certifier selon la méthode basée sur le réalisé.**
- → RTE entend la problématique spécifique de la filière « fil de l'eau » qui ne fait pas partie de filières sous OA. RTE propose à ce titre de **laisser le choix à la filière fil de l'eau entre la méthode de certification basée sur le réalisé et la méthode de certification normative**.
- → Comme prévu par les règles actuellement, **toute autre filière devra justifier le caractère fatal** de sa production pour pouvoir bénéficier de la méthode de certification normative.
- → Cette évolution rentrera en vigueur dès la certification relative à l'AL 2023.

En synthèse:

Méthode normative obligatoire pour le photovoltaïque et l'éolien



Méthode normative possible sur demande pour le « fil de l'eau »

Méthode basé sur le réalisé par défaut sauf si capable de justifier le caractère fatal de sa production

Date limite de certification pour les nouvelles capacités de production entrant en service (1/3)

Cadre actuel des règles du mécanisme de capacité

- Définition de capacité de production en service : pour une année de livraison donnée, site de production faisant l'objet d'un contrat d'accès au réseau ou d'un contrat de service décompte en vigueur pendant l'année de livraison concernée.

- Suite à l'entrée en vigueur du contrat d'accès au réseau ou du contrat de service décompte, une période d'essais intervient, pendant laquelle les injections sur le réseau sont limitées.

Certains producteurs renouvelables ont fait part à RTE de l'existence de cas de figures ou la phase d'essais d'une capacité renouvelable s'achève par l'entrée en vigueur d'un contrat d'obligation d'achat. Ceci implique que l'exploitant est uniquement responsable de la certification de l'installation sur la « courte » période de la phase d'essai, phase qui n'est pas caractérisée par des disponibilités « significatives » des capacités.

Date limite de certification pour les nouvelles capacités de production entrant en service (2/3)

Appel à contribution n°1 – Questions 25

Seriez-vous en faveur que les futures règles du mécanisme de capacité prévoient la redéfinition de la notion de « mise en service d'une capacité de production » (ce qui implique un décalage des dates limites de certification), pour la mettre en cohérence avec la fin des essais fonctionnels sur les capacités ?

Comment définiriez-vous alors, de manière objectivable (condition nécessaire à une modification des règles), la notion de « capacité de production en service » ?

Seriez-vous en faveur d'un double régime s'agissant de la certification d'une capacité de production entrant en service, à savoir la possibilité de certifier cette capacité dès l'entrée en vigueur du contrat d'accès au réseau (pour permettre aux acteurs qui le souhaitent de valoriser leur disponibilité pendant la phase d'essais), mais l'obligation de ne le faire qu'après la fin « de la phase d'essais » ?

Date limite de certification pour les nouvelles capacités de production entrant en service (3/3)



- Une majorité d'acteurs semble intéressée pour plus de flexibilité vis-à-vis de la date de mise en service prise en compte, mais aucun retour de précise quel document officiel permettrait d'identifier la fin des phases de test des capacités intermittentes.

→ Dans une perspective d'assouplir le processus de certification dans les règles sur le mécanisme de capacité, RTE propose d'offrir aux capacités certifié selon **le régime dérogatoire (méthode normative obligatoire) deux dates de mise en service possibles:**

- la date d'entrée en vigueur du CAR;
- une date notifiée à RTE par le titulaire d'EDC jusqu'à 6 mois après la date d'entrée en vigueur du CAR. Cependant, cette demande devra être effectuée au plus tard 2 mois après l'entrée en vigueur du CAR.

Stockage d'électricité : définition

Définition du stockage d'électricité

- Il existe plusieurs définitions d'une installation de stockage.
- En particulier, l'arrêté du 7 juillet 2016 concernant le registre national des installations de production et de stockage énonce qu'une installation de stockage est :
  « *un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment liés aux moyens de transport ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté* ».

Le développement actuel des projets d'installations de stockage pose la question de leur intégration dans les mécanismes de marché, comme par exemple le mécanisme de capacité.

Rappel sur les définitions de capacité de production et de consommateur dans les règles du mécanisme de capacité (1/2)

NOTION DE CAPACITE DE PRODUCTION → **Obligation de certification**

- Capacité de production en service : pour une AL donnée, site de production faisant l'objet d'un CAR ou d'un contrat de service de décompte, en vigueur pendant l'AL considérée.

- Site de production ou de site d'injection : site dûment autorisé au sens des articles L. 311-1 et suivants du Code de l'énergie, qui injecte de l'énergie électrique en un ou plusieurs points d'injection sur le réseau et pour lequel a été conclu soit un CAR, soit un contrat de service décompte. Un site comprend un ou plusieurs groupes de production.

- Groupe de production : association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire…) en énergie

Une installation de stockage est-elle assimilable à un groupe de production ? Doit-elle faire l'objet d'une autorisation au sens de l'article L. 311-1 (le code ne définit pas quel type d'installation de production doit faire l'objet d'une autorisation d'exploiter) ?

Rappel sur les définitions de capacité de production et de consommateur dans les règles du mécanisme de capacité (2/2)

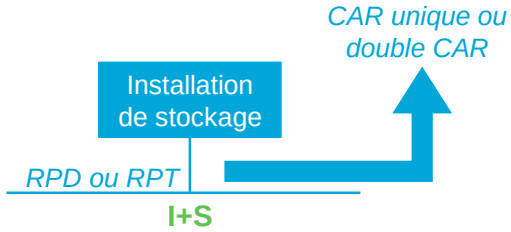
NOTION DE CONSOMMATEUR → **Obligation de capacité (+ acheteurs de pertes)**

- Consommateur : consommateur au sens de l'article L.331-2 du Code de l'énergie.
- Article L. 331-2 du Code de l'énergie : tout consommateur final d'électricité exerce le droit prévu à l'article L. 331-1 par site de consommation.
- Site de soutirage : site d'un consommateur en France métropolitaine continentale qui soutire de l'énergie électrique et pour lequel a été conclu soit un CAR (CART, CARD ou contrat unique), soit un contrat de service décompte.

Une installation de stockage peut-elle être considérée comme un consommateur final d'électricité ?

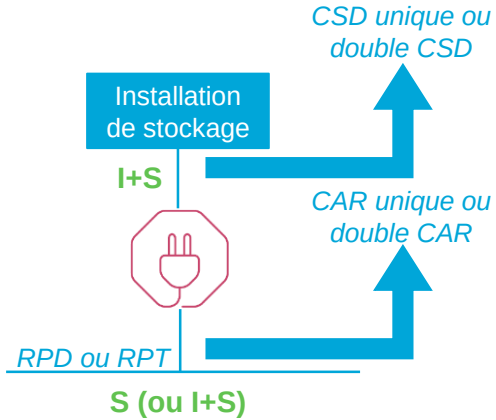
Différents cas possibles selon les modalités de raccordement (1/2)

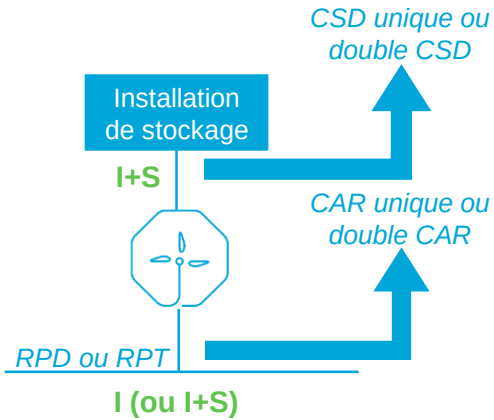
1 Raccordement direct de l'installation de stockage au réseau



I : injection
S : soutirage

2 Raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau, via une installation de production ou un consommateur

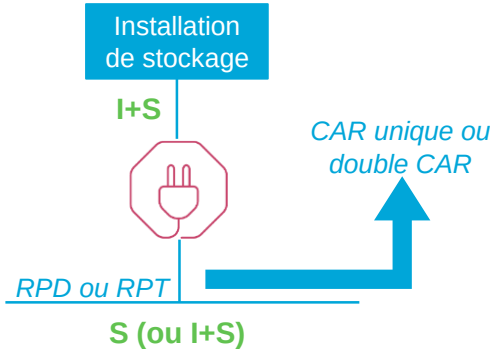


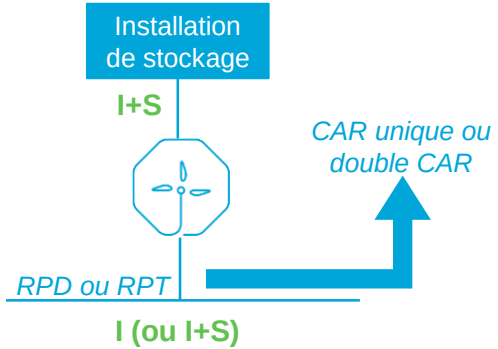


Différents cas possibles selon les modalités de raccordement (2/2)

3

Pas de raccordement spécifique pour l'installation de stockage : association à une installation de production ou de consommation





Nécessité de prendre en compte ces différents schémas envisageables en cas d'évolution des règles.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (1/7)

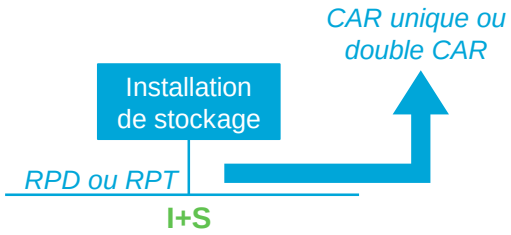
Cadre général

- En l'absence de précisions/modifications du code de l'énergie, notamment s'agissant des définitions de consommateur final et de site de production, les définitions actuelles de capacité de production et de consommateur/site de soutirage pourraient être adaptées dans les règles du mécanisme de capacité.
- Le principe général devrait être :
  - de soumettre à l'obligation de capacité les soutirages d'électricité au niveau d'un point de soutirage ;
  - de valoriser la disponibilité des sites pouvant injecter de l'électricité au niveau d'un point d'injection et la disponibilité des effacements de consommation. Il convient de s'intéresser aux différents cas présentés préalablement.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (2/7)

1

Raccordement direct de l'installation de stockage au réseau



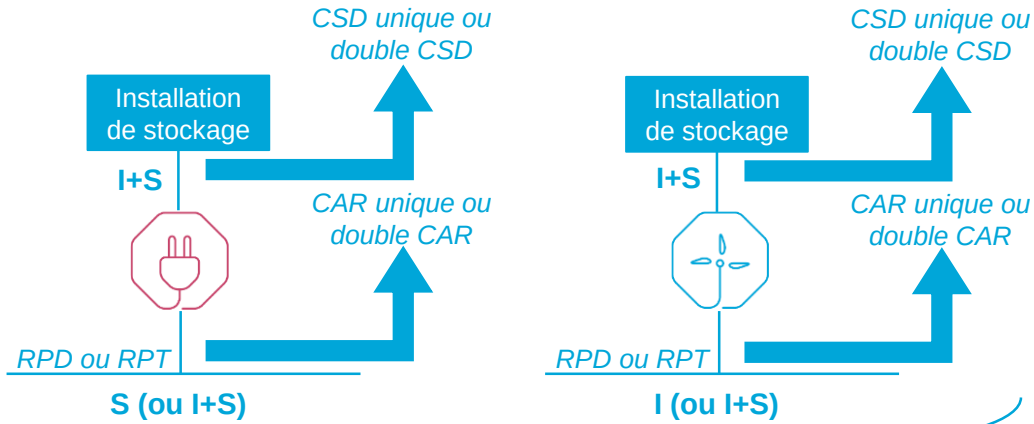
- Les soutirages de l'installation de stockage durant la période de pointe PP1 devraient être soumis à l'obligation de capacité.
- La disponibilité de l'installation de stockage pour injecter sur le réseau durant la période de pointe PP2 devrait être soumise à l'obligation de certification.
- Nécessité de définir une filière « stockage » et de définir le tunnel de certification associé. + Nécessité de définir la thermosensibilité éventuelle associée au soutirage du site de stockage.

Le cas plus général d'une installation de production avec des auxiliaires sans accès au réseau indépendant doit également être clarifié : le soutirage d'électricité sur le RPD ou le RPT par une installation de production devrait a priori être soumis à l'obligation de capacité.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (3/7)

2

Raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau, via une installation de production ou un consommateur

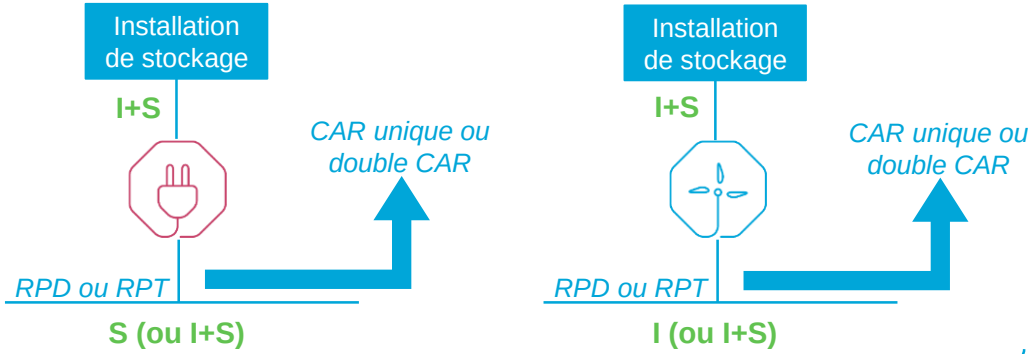


- L'installation de stockage peut être vue de manière indépendante.
- Les soutirages de l'installation de stockage durant la période de pointe PP1 devraient être soumis à l'obligation de capacité.
- La disponibilité de l'installation de stockage pour injecter sur le réseau durant la période de pointe PP2 devrait être soumise à l'obligation de certification.
- Nécessité de définir une filière « stockage » et de définir le tunnel de certification associé. + Nécessité de définir la thermosensibilité éventuelle du stockage.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (4/7)

3

Pas de raccordement spécifique pour l'installation de stockage : association à une installation de production ou de consommation



- L'installation de stockage ne peut pas être vue de manière indépendante.
- La présence de l'installation de stockage doit a priori permettre de réduire l'obligation de capacité du site de soutirage auquel elle est associée, ou d'augmenter la disponibilité du site d'injection auquel elle est associée.
- Il est également nécessaire de prendre en compte l'impact sur 1) la thermosensibilité du consommateur, 2) le tunnel de certification et le caractère intermittent de l'installation de production.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (5/7)

Appel à contribution n°1 – Questions 25

Selon vous, est-il suffisant de modifier les règles du mécanisme de capacité pour permettre la prise en compte, au sein de ce mécanisme, des actifs de stockage ?
Concevez-vous d'autres cas de figure (en termes de schéma de raccordement en particulier) que ceux présentés en réunion ?

Quelle définition favoriseriez-vous pour définir de manière générale les entités 1) soumises à l'obligation de capacité, 2) soumises à l'obligation de certification ?
Pensez-vous qu'une installation de stockage isolée peut être qualifiée de thermosensible ?
Quel type de tunnel de certification envisagez-vous pour une installation de stockage isolée ?
Pensez-vous qu'une capacité intermittente couplée à une installation de stockage puisse continuer à bénéficier dans son ensemble du régime dérogatoire de certification ?

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (6/7)



- Une majorité d'acteur approuve l'état des lieux présenté en GT par RTE.
- Les acteurs jugent que les capacités de stockage devraient être considérées à la fois comme AO et capacité de production si l'installation soutire ET injecte sur le réseau.
- Les acteurs appellent à retenir une approche souple pour le tunnel de certification applicable aux entités de stockage.
- Les acteurs ont des avis divergents sur la prise en compte de la thermosensibilité des entités de stockage.

→ RTE propose que les capacités de stockage visibles depuis le réseau (contrat de service décompte et/ou rattachement direct) soient considérés comme des capacités de production. Les règles préciseront par ailleurs que tout site d'injection doit, au titre de son soutirage, être rattaché à un périmètre d'acteur obligé.

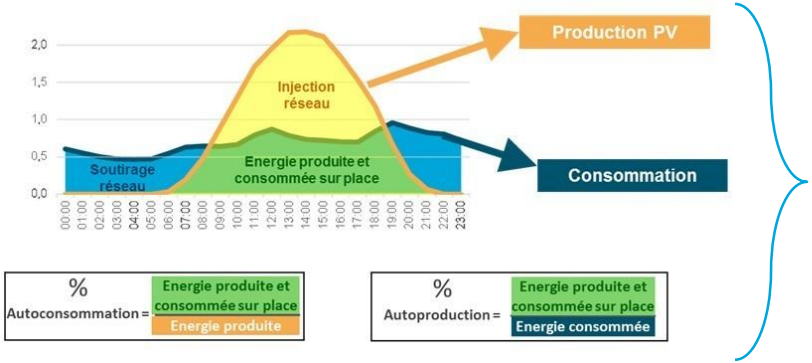
Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (7/7)

- → RTE propose, dans l'attente d'un REX, d'appliquer un tunnel de certification avec les paramètres suivants:
  - Taux de référence:70%
  - Marge d'acceptabilité: 30%

→ Dans le cas où la capacité de stockage est « couplée » à d'autres capacités de production d'une filière A, les entités de production seront certifiées selon les modalités de certification propre à la filière A.

- → Dans le cas où la capacité de stockage est rattachée à un consommateur et qu'il arrive à cette entité (CAR unique) d'injecter sur le réseau. L'ensemble est alors considéré comme une entité de production de la filière stockage qui doit se rattacher à un acteur obligé au titre de sa consommation. Le CAR Soutirage ne permet pas d'injection.
- → Aucune mesure spécifique ne sera retenue pour la thermosensibilité spécifique du stockage. Néanmoins, les prochaines règles prévoiront que l'application d'un gradient ne permette pas de diminuer l'obligation d'un acteur (« thermosensibilité inversée »)

Principe de l'autoconsommation



L'autoconsommation est le fait de consommer sur place tout ou partie de l'énergie produite.

- Pas d'indépendance totale vis-à-vis du réseau : alternance entre consommation de l'énergie produite sur place et soutirage d'énergie sur le réseau + potentiellement, injection des surplus sur le réseau.
- Association ou non d'éléments de stockage.
- Dans tous les scénarios du BP 2017, l'autoconsommation se développe.
- Le projet de Clean Energy package encourage le développement de l'autoconsommation.

Autoconsommation : cadre réglementaire français (1/3)

Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité :

- introduit la notion d'autoconsommation dans le code de l'énergie ;
- distingue la notion d'autoconsommation collective (un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs).

Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 :

- ratifie l'ordonnance n° 2016-2019 du 27 juillet 2017 ;
- fixe les définitions d'autoconsommation individuelle (« *le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation* ») et d'autoconsommation collective (« *lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension* ») ;
- instaure le principe que les dispositions de la loi relatives au mécanisme d'obligation de capacité ne s'appliquent pas à l'autoconsommation collective.

Autoconsommation : cadre réglementaire français (2/3)

Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité :

- précise le pas de mesure de comptage pour les opérations d'autoconsommation collective (= pas de règlement des écarts) et demande aux GRD d'équiper en compteurs Linky les sites participant à des opérations d'autoconsommation collective ;
- détaille les principes d'allocation et de comptage des flux autoconsommés par chacun des participants à une opération d'autoconsommation collective ainsi que le calcul de la quantité d'électricité relevant du fournisseur d'un consommateur d'une opération d'autoconsommation collective au titre du complément de fourniture ;
- définit le seuil de puissance maximale des installations (3 kW installés) pour lesquels les surplus injectés ne sont pas nécessairement vendus à un tiers, mais peuvent être affectés par défaut aux périmètres des GRD pour leurs pertes (injections cédées à titre gratuit).

Arrêté tarifaire du 9 mai 2017 (conditions de rachat de la production PV < 100 kWc)

- définit le périmètre d'un site pouvant être considéré comme étant en autoconsommation totale ou partielle et met en place une prime à l'investissement pour les projets d'autoconsommation ;
- introduit des TAG différenciés pour les sites en « vente en totalité » et les sites en autoconsommation (« vente du surplus »), et explicite les conditions de rachat des surplus.

Autoconsommation : cadre réglementaire français (3/3)

- Depuis 2016, la CRE lance des appels d'offres périodiques (complément de rémunération) dédiés aux installations d'autoconsommation sur grandes toitures (100 kWc à 500 kWc).

- Délibération de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation (modalités de raccordement, cadre contractuel, mécanismes de soutien).

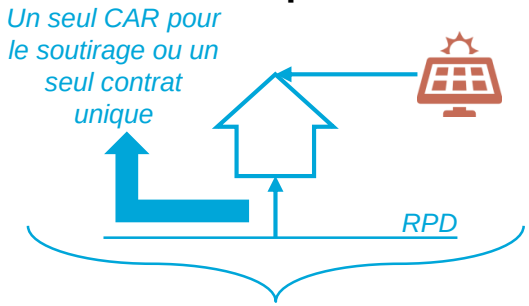
- Délibération de la CRE n° 2018-098 du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation.

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (1/5)

1 Cas de l'autoconsommation individuelle

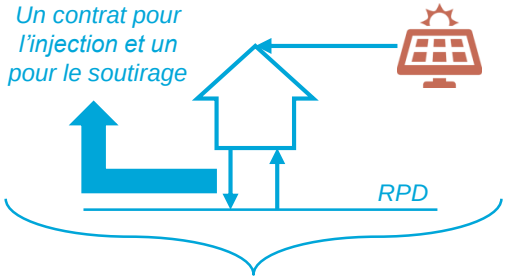
- Deux cas sont possibles :

Autoconsommation totale sans injection du surplus



L'autoconsommateur serait vu comme un "consommateur pur". Il serait uniquement soumis à l'obligation de capacité. La part de production qu'il autoconsomme lui permettrait de baisser son obligation de capacité.

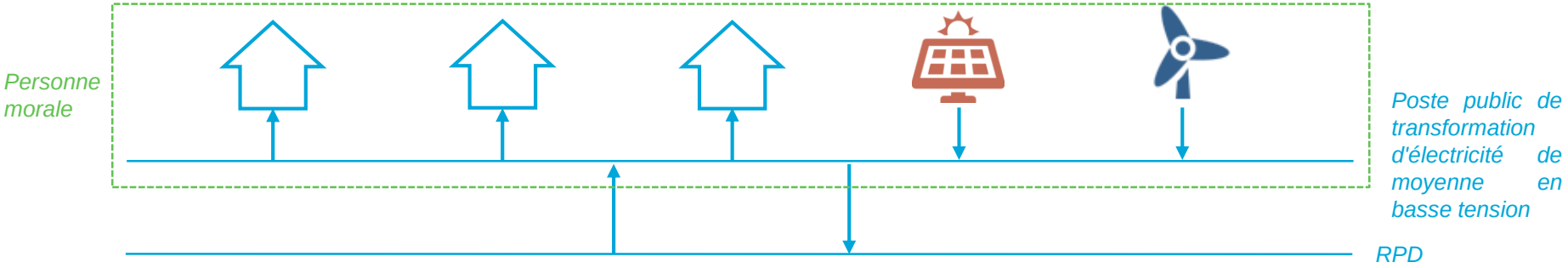
Autoconsommation partielle avec injection de surplus



L'autoconsommateur serait vu à la fois comme un consommateur et un producteur. Il serait soumis à l'obligation de capacité et à celle de se certifier. La part de production autoconsommée lui permettrait de baisser son obligation de capacité et il bénéficierait des certificats associés à ses injections réseau.

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (2/5)

2 Cas de l'autoconsommation collective



- Dans le cas de l'autoconsommation collective, les producteurs et les consommateurs ont chacun signé un contrat d'accès au réseau/un contrat unique indépendant.

- L'article L.315-2 du Code de l'énergie exonère du mécanisme d'obligation de capacité « *les utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective* ».

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (3/5)

2 Cas de l'autoconsommation collective

- S'agissant des consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, le principe est celui d'une exonération d'obligation de capacité pour l'électricité qui est autoconsommée, mais une obligation de capacité persiste sur les compléments de fourniture (elle est par défaut de la responsabilité du fournisseur choisi) ;
- S'agissant des producteurs participant à une opération d'autoconsommation collective, une obligation persistante de certification des capacités pèse sur eux, mais sans valorisation possible de la disponibilité réservée à l'autoconsommation (surplus uniquement).

Implications du décret autoconsommation

Le calcul de l'obligation de capacité liée à chaque consommateur pour le complément de fourniture se base sur la différence entre la courbe de charge mesurée de sa consommation et la courbe de charge reconstitue de ses quantités de production affectées. L'affectation de ces quantités de production entre les différents consommateurs se fait sur la base d'une clé de répartition fixée par la personne morale mentionnée à l'article L. 315-2 du Code de l'énergie.

Pas d'impact a priori sur le caractère thermosensible d'un site de soutirage.

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (4/5)

3 Question de la valorisation des certificats liés au surplus de production

- Dans le cas général, l'exploitant d'une capacité de production participant à une opération d'autoconsommation est responsable de la certification liée au surplus de production et de la valorisation des garanties de capacité associées.
- Si le surplus de production est soumis à l'obligation d'achat alors, conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie, l'acheteur obligé est subrogé à l'exploitant de la capacité concernée (certification de la capacité par l'acheteur obligé et valorisation des garanties de capacité associées).
- L'article L. 315-5 du Code de l'énergie précise en outre que, dans le cas d'une installation de puissance installée inférieure ou égale à 3 kW, les surplus de production, à défaut d'être vendus à un tiers, sont cédés gratuitement au GRD concerné et rattachés au périmètre d'équilibre de ce dernier. → Toutefois il n'est pas possible d'en déduire directement que la cession de l'énergie emporterait la cession de la capacité.

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (5/7)

Appel à contribution n°1 – Questions 26

- Selon vous, est-il suffisant de modifier les règles du mécanisme de capacité pour permettre la prise en compte de l'autoconsommation collective et individuelle au sein de ce mécanisme ?
- Concevez-vous d'autres cas de figure que ceux présentés en réunion ?
- S'agissant de la prise en compte de l'autoconsommation collective et individuelle dans les règles du mécanisme de capacité, êtes-vous globalement en accord avec l'analyse présentée en groupe de travail ?
- Anticipez-vous des difficultés particulières ?

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (6/7)



- Une majorité d'acteurs partage l'interprétation de RTE concernant le cadre de participation de l'autoconsommation au mécanisme de capacité mais soulignent que la mise en œuvre effective des propositions faites en GT pourraient soulever un certains nombre de difficultés opérationnelles.
- Les acteurs appellent à ce que des modalités simplifiées puissent être mises en place pour la certification de petites installations de production.

→ RTE inscrira dans les règles les dispositions relatives à la prise en compte de l'autoconsommation détaillées dans les slides précédents:

- pour l'autoconsommation individuelle, les réductions de consommation se répercutent bien, in fine, par un réduction de l'obligation du consommateur;
- pour l'autoconsommation collective, RTE proposera de voir l'entité comme une capacité de production « virtuelle » qui devra être rattachée à un périmètre d'AO au titre de son soutirage. La capacité ainsi constituée (personne morale) devra ainsi respecter son obligation de certification et d'agrégation pour former une EDC.

Prise en compte de l'autoconsommation dans le mécanisme de capacité (7/7)

→ S'agissant de la simplification de la procédure de certification pour les petites capacité: Conformément à l'article, R335-20 du code de l'énergie qui précise que *« les méthodes de certification et de contrôle des capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite sont adaptées de manière proportionnée […] »,* RTE propose la **mise en œuvre d'une certification simplifiée pour les capacité de production dont le NCC est nul (NCC=0,0) or OA. Une déclaration sur l'honneur de exploitant de capacité précisant que sa disponibilité lors de jours PP2 est nulle pourra alors faire office de demande de certification.**

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (1/5)

Ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 *relative* aux *réseaux fermés de distribution*

« Un réseau fermé de distribution d'électricité est un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un ***site géographiquement limité*** *et qui* ***alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services****.»*

Par ailleurs, un réseau de distribution peut être qualifié de réseau fermé de distribution (RfD) s'il respecte les conditions :

1. l'intégration dans ce réseau des opérations ou du processus de production des utilisateurs est justifiée par des raisons spécifiques ayant trait à leur technique ou à leur sécurité ;
2. ce réseau distribue de l'électricité essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire de réseau ou à des entreprises qui leur sont liées au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce.

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (2/5)

Un traitement différencié pour les « circuits ouverts » et « circuits fermés » (1/3)

Définition de la notion de circuit fermé:

On définit comme **« circuit fermé »,** tout RfD qui agit comme un consommateur final, c'est-à-dire que le gestionnaire de RfD:

1. *contractualise directement avec le GRD à travers un contrat CARD;*
2. *contractualise avec les fournisseurs pour alimenter son RfD, les installations de consommation et de production (consommation auxiliaire) qui y sont raccordés;*
3. *assure le comptage à travers la signature d'un CARfD avec l'exploitant de l'installation de production présente sur son réseau.*

Cette configuration est envisageable sur les installations raccordées à son réseau ne souhaitent pas participer aux marchés de l'électricité.

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (3/5)

Un traitement différencié pour les « circuits ouverts » et « circuits fermés » (2/3)

Pour les circuits dit fermés:

- **L'obligation de capacité** pèse alors sur le ou les fournisseurs sur RfD. Le GRfD peut néanmoins porter l'obligation de capacité dans l'éventualité, prévue à l'article L335-1 du code de l'énergie, où il ne passerait pas par un fournisseur pour couvrir ses pertes.
- **La certification** est obligatoire. Le RfD pourra être assimilé à de l'autoconsommation collective et sa **certification ne portera sur la production injectée au niveau du point de comptage GRD ou GRT** Dans le cas où une partie de la production est injectée sur le réseau de distribution, le GRfD devra être certifié par le GR auquel il est raccordé.

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (4/5)

Un traitement différencié pour les « circuits ouverts » et « circuits fermés » (3/3)

On définit comme **« circuit ouvert »,** tout RfD qui ne peut être assimilé à un consommateur final, c'est-à-dire que les installations raccordées au RfD utilisent leur **droit d'éligibilité** afin de choisir leur propre fournisseur et non celui du GrfD.

Ce droit est utilisé lorsque les installations de production ou de consommation souhaitent participer aux mécanismes de marchés. Dans ce cas, les installations concernées doivent contractualiser avec un gestionnaire de réseau public, comme prévu à l'article L344-5 du code de l'énergie.

Pour les circuits dit *ouverts*:

- **L'obligation** des sites qui souhaitent s'émanciper du GRfD pour directement s'approvisionner en énergie est portée par leur fournisseur. Le reste de l'obligation portée par le GRfD est traitée comme dans le cas d'un circuit fermé.
- **S'agissant de la certification**, tout capacité de production disposant d'un contrat de service de décompte au RPT sera certifiée par RTE et toute capacité de production disposant d'un contrat de service de décompte RPD devra effectuer sa demande de certification auprès du GRD concerné. Les capacités de production non visibles depuis le réseau sont traitées comme dans le cas précédent.

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (5/5)

Appel à contribution n°1 – Question XX

- Etes-vous en accord avec les principes présentés en groupe de travail sur le statut des réseaux fermés de distribution dans le cadre du mécanisme de capacité ?
- Concevez-vous d'autres cas de figure que ceux présentés en réunion ?



- Une majorité d'acteurs partage l'interprétation de RTE concernant le cadre de participation des réseaux fermés de distribution.
- Un acteur précise que des modalités similaires devraient s'appliquer aux réseaux intérieurs de distribution définis aux articles L345-1 à L345-8 du code de l'énergie.

→ RTE proposera, pour traiter le cas des réseaux privés, d'assimiler la partie non visible depuis le réseau (circuit fermé ou la partie « hors marché » du circuit ouvert) à une capacité de production « virtuelle ». Comme toute capacité de production, le réseau privé devra faire certifié tous les surplus injecté sur le réseau public et être rattaché au périmètre d'un acteur obligé pour son soutirage.

3.B Effacements

Rappel du cadre réglementaire pour la certification AL 2019 (1/2)

Article 7.4.2.2 des règles : date limite de demande de certification d'une capacité d'effacement

« *La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service est effectuée entre le Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et deux Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.* »

- Contrairement aux capacités de production, la certification des capacités d'effacement se fait, **pour tous les types d'EDC, 2 mois avant le début de l'AL.**

- Contrairement aux capacités de production, la certification des effacements est optionnelle et une valorisation implicite est toujours possible.

→ **Toutes les demandes de certification pour l'année de livraison 2019 doivent donc être effectuées avant le 31 octobre 2018.**

Rappel du cadre réglementaire pour la certification AL 2019 (2/2)

Dans le cadre de la certification en service, qui ne nécessite pas garanties bancaires, tous les sites doivent faire l'objet d'une demande de certification avant le 31 octobre 2018. Pour que de nouveaux sites puissent rejoindre une EDC d'effacement en cours d'AL, les règles permettent:

1) Transferts de sites entre OE

- Toutes les capacités d'effacement souhaitant participer de manière explicite au mécanisme de capacité pour une année de livraison AL doivent être certifiées avant le 31 octobre AL-1.
- Dans la mesure où un site de soutirage a bien été certifié par un opérateur d'effacement OE1 avant cette date limite, rien n'empêche le « transfert » de ce site de soutirage du périmètre d'OE1 vers le périmètre d'OE2.

2) Certification en projet

- Les règles du mécanisme de capacité permettent également une certification « en projet » : il s'agit de signer un contrat de certification pour une EDC dont tous les sites ne sont pas identifiés à la date de certification. Ceci permet le rajout de sites au sein de l'EDC en cours d'AL.
- La certification en projet suppose le dépôt d'une garantie bancaire, dont les caractéristiques sont explicitées dans les règles (article 7.4.5.6) et le contrat de certification (article 8).

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (1/8)

Constat initial: L'assouplissement de la procédure de certification proposée lors des GT effacement des 28 mai et 26 juin reposait principalement sur la réduction de la garantie bancaire demandée au titre des EDC d'effacement en projet:

Appel à contribution n°3 – Question 3.1

S'agissant de la certification « en projet » pour les effacements de consommation, deux questions relatives au montant de la garantie bancaire se posent : RTE pourrait offrir la possibilité de fusionner une EDC déclarée en projet avec une EDC en service après la date limite de demande de certification pour les effacements. Existe-t-il, selon vous, des inconvénients associés à une telle solution ?

Appel à contribution n°3 – Question 3.2

S'agissant du montant de la garantie bancaire, certains acteurs ont précisé par le passé qu'ils trouvaient le recours au prix administré disproportionné. Partagez-vous ce constat ? Quel serait selon vous un prix adéquat ? Que pensez-vous de l'introduction potentielle d'un barème des niveaux de pénalité ? Si un barème devait être introduit dans les règles, doit-il se baser sur le NCC global en projet du titulaire d'EDC ou le NCC global du titulaire d'EDC ?

Appel à contribution n°3 – Question 3.3

Introduire la notion de « nouvelle capacité d'effacement en service » (EDC composée uniquement de sites de soutirage n'ayant jamais fait partie d'une EDA et d'une EDE depuis un nombre d'années donné) vous semble-t-il pertinent ? Si tel était le cas, comment devrait être définie la date limite de certification pour ces nouvelles capacités d'effacement ?

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (2/8)



- Une majorité d'acteurs **accueille favorablement les propositions soumises par RTE, mais souligne les difficultés associées à l'obtention d'une garantie bancaire**.
- Un **biais a été signalé sur la possibilité de fusionner des EDC en projet et en service en cours d'année de livraison** (surcertification de l'EDC en service pour limiter le montant de la garantie bancaire exigée).
- Les acteurs appellent à une diminution de la garantie bancaire exigée pour la certification en projet.
- Certains acteurs semblent intéressés par la possibilité de certifier en cours d'AL des « nouvelles capacités » d'effacement et plusieurs définitions sont proposées par les acteurs. Un opérateur d'effacement nous a cependant signalé que cette disposition «calquée sur le modèle des capacités de production » ne permettait pas de répondre pleinement aux contraintes des opérateurs d'effacement.

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (3/8)

- → RTE comprend que, si les propositions soumises en GT effacement permettent de réduire les montants des garanties bancaires exigées et d'ouvrir partiellement la certification des capacités en cours d'AL (nouvelles capacités), **ces propositions ne sont pas complètement satisfaisantes et potentiellement manipulables pour répondre aux contraintes des opérateurs d'effacement;**
- → Le non-recours à la certification en projet – même pour de petits volumes de certification – depuis la création du mécanisme de capacité souligne la **difficulté associée à la levée de garanties bancaires** et interroge RTE sur son applicabilité;
- → La notion de « nouvelle capacité d'effacement » semble difficilement objectivable et difficile à contrôler opérationnellement;
- → Sur la base de ce constat, RTE propose de nouvelles modalités pour la certification de sites d'effacement en cours d'AL, applicables à partir de la certification relative à l'AL 2020. Cette évolution est présentée dans les slides ci-après.

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (4/8)

Les règles du mécanisme de capacité prévoient, dans le cas générique (certification « en service ») qu'un site de soutirage souhaitant valoriser explicitement sa capacité au titre de l'année de livraison AL fasse l'objet d'une demande de certification avant le 31 octobre AL-1. Cela signifie que **l'ensemble des sites des capacités d'effacement doivent avoir été identifiés à cette date, et qu'il n'est pas possible de faire évoluer en cours d'année de livraison la composition d'une EDC d'effacement**.

Ces modalités ont été inscrites dans les règles pour remplir deux objectifs :

I. **Fiabilité de la certification des capacités d'effacement :** éviter une sur-certification de capacités d'effacement qui reposerait sur l'ajout en cours d'AL de clients hypothétiques non-identifiés ;

II. **Visibilité sur l'équilibre offre-demande :** avoir une vision sur l'équilibre du système électrique la plus fine possible avant l'année de livraison ;

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (5/8)

RTE réaffirme le caractère fondamental de ces deux objectifs et envisage la **possibilité d'ajouter des sites non-certifié après la date du 31 octobre AL-1 sans dépôt de garanties bancaires**:

1er volet: Fiabilité du processus de certification des effacements

→ RTE propose, pour tout site disposant d'une puissance souscrite > 36kVA, que les opérateurs d'effacement transmettent à RTE un mandat, formalisé par RTE et signé par le site, qui précise:

- ✓ que le site s'engage à avoir pris connaissance du contrat de certification;
- ✓ sa puissance souscrite;
- ✓ sa puissance effaçable;
- ✓ ses contraintes de stock (Emaxh, Emaxj)

→ Ces documents seraient exigés lors de la demande de certification des sites concernés. Ce processus se substituerait ainsi aux demandes de dérogation au tunnel de certification pour les capacités d'effacement dont les sites disposent d'une puissance souscrite > 36kVA.

→ Pour répondre à un objectif de proportionnalité des coûts administratifs engendrés par la certification, pour les sites d'une puissance souscrite inférieure à 36kVA, l'opérateur d'effacement devra, lors de la demande de certification, transmettre à RTE une déclaration de la puissance activable et des contraintes de stocks associées à son agrégat de sites particuliers et justifier d'éventuelles demande de dérogation au tunnel de certification (contraintes de stock>0,7).

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (6/8)

2ème volet: Visibilité sur l'équilibre offre-demande avant l'année de livraison

- RTE rappelle qu'il esr fondamental d'avoir une information la plus fine possible sur l'équilibre offre/demande avant l'année de livraison, et pour ce faire, que la majorité des sites de soutirage soient identifiés avant la date du 31 octobre AL-1;

- RTE propose de traduire l'atteinte de cet objectif par la mise en place d'une incitation financière. En l'espèce, la certification de sites (ajout de sites à une EDC ou création d'EDC) non-certifiés avant la date limite de certification devra faire l'objet d'un paiement de frais spécifiques évalués au montant suivant:

$$\sum_{sites\ non-certifiés} Contrib_NCC(site, EDC) \times k \times \frac{Nb\ PP2\ tiré\ après\ l'ajout\ des\ sites}{Nb\ PP2\ tiré\ dans\ l'AL\ concernée} \times \mathrm{PREC}$$

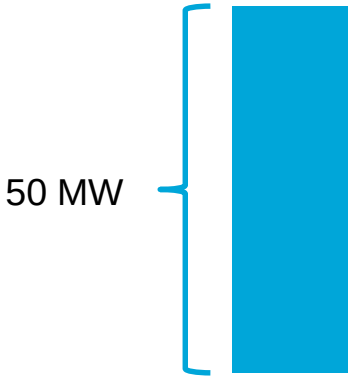
→ Cette formule traduit :
  - une moindre valorisation des disponibilités identifiées après la date limite de certification;
  - seul les MW valorisés sur des jours PP2 feront l'objet du paiement de frais spécifiques.

→ Le paiement de ces frais de se substitue pas au paiement des frais de rééquilibrages, seront facturés en même temps que les frais de rééquilibrage et alimenteront le fonds du règlement des écarts.

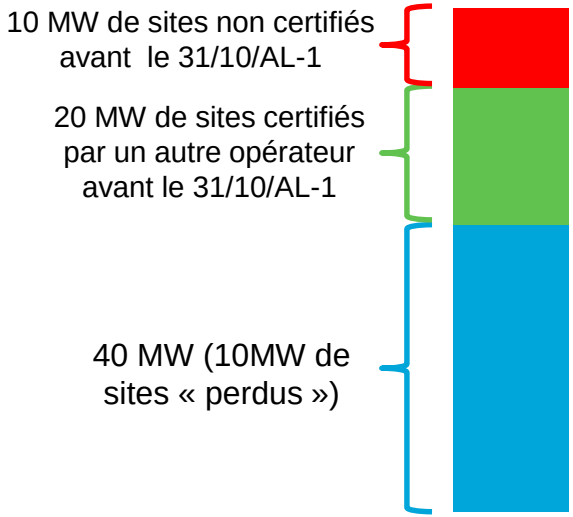
Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (7/8)

Exemple:

1- Sites identifiés par l'OE avant le 31/10/AL-1:



2- Modification du périmètre de l'EDC au 15/12/AL-1:



3- Paiement de frais pour la certification de sites après la date limite de certification:

Frais à payer pour l'OE:

10 X PREC X k

Valorisation de 80% de la disponibilité apportée par les sites identifiés après le 31 octobre AL-1.

Proposition d'assouplissement du processus de la certification pour les capacités d'effacement pour les AL 2020 et suivantes (8/8)

Ces nouvelles modalités de certification pour les effacements se substitueront, à partir de la certification au titre de l'année de livraison 2020, à la notion de « nouvelle capacité d'effacement » évoquée lors des GT effacement;

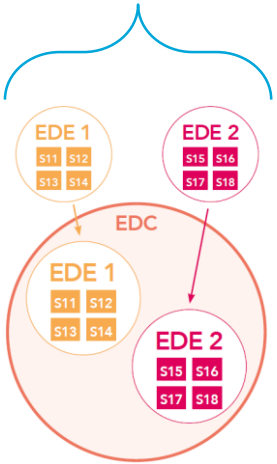
Pour limiter la complexité opérationnelle associée à ces nouvelles modalités de certification, RTE pourrait limiter le recours à l'ajout de sites après la date limite de certification à un certain nombre de fois par opérateur par an.

RTE rappelle que pour l'année de livraison 2019, l'ajout de sites après la date limite du 31 octobre 2018 est conditionné à la création d'EDC d'effacement en projet et donc au dépôt d'une garantie bancaire.

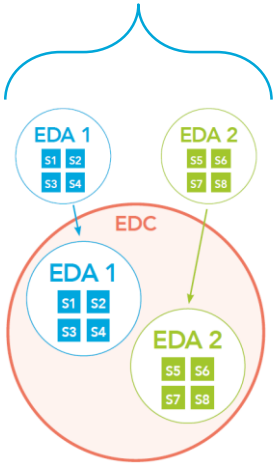
Méthodes de valorisation de la disponibilité et liaisons (1/3)

Le mécanisme de capacité permet une valorisation de la disponibilité des capacités d'effacement à la fois via le MA et via NEBEF. Pour ce faire, plusieurs types de liaison possibles ont été introduits :

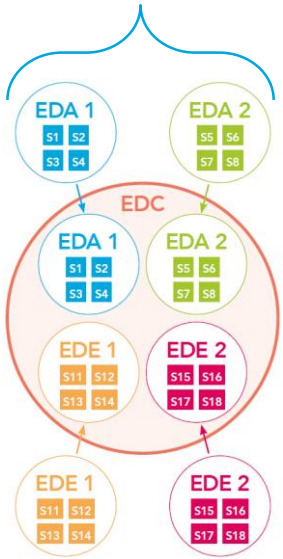
EDC/multiEDE
EDC = EDE1+EDE2



EDC/multiEDA
EDC = EDA1+EDA2



EDC/multiEDA/multiEDE
EDC = EDA1+EDA2 +
EDE1 + EDE2



Méthodes de valorisation de la disponibilité et liaisons (2/3)

- Le type de liaison est porté au contrat de certification (changements possibles avant le début de l'AL).
- Les références d'EDA / EDE sont elles déclarées par la collecte des liaisons.
- Certains acteurs se sont plaint de l'impossibilité pour les EDC d'effacement de déclarer une liaison de type multiEDC/multiEDA. Pour rappel, cette liaison est possible uniquement si tous les EDC de l'agrégat multiEDC sont intégrées au sein d'un même périmètre de RPC.

Appel à contribution n°3 – Question 4

Lors du GT du 28 mai 2018, certains acteurs ont souligné que l'impossibilité de pouvoir changer de type de liaison en cours d'année de livraison était une contrainte significative. Partagez-vous ce constat ? Quelles modalités de notification au gestionnaire de réseau concerné envisageriez-vous ?

Méthodes de valorisation de la disponibilité et liaisons (3/3)



Importance de la fiabilité de la liaison car avec une erreur de liaison le résiduel est nul sur le pas de temps concerné

L'ADEEf rappelle l'effort de pédagogie nécessaire par les GRD pour une bonne déclaration des liaisons

Les acteurs appellent à plus de flexibilité sur les périmètres d'effacement

Alerte sur les contraintes administratives et opérationnelles potentielles

- → RTE propose d'étendre la liaison EDC/multiEDA/multiEDE à toutes les EDC d'effacement. Une telle EDC d'effacement est composée d'au moins une EDA ou au moins une EDE.
- → Cette possibilité élimine les contraintes administratives de changement de liaison pour les GR et les titulaires d'EDC et supprime le risque du résiduel compté à zéro.
- → RTE ne souhaite pas permettre les liaisons multiEDC pour l'effacement au regard de la complexité opérationnelle qu'elles engendreraient.

Double valorisation des effacements (1/2)

- RTE a évoqué lors du dernier GT effacement un potentiel biais dans les règles du mécanisme de capacité, permettant à un effacement d'être valorisé à la fois implicitement (réduction de l'obligation de capacité) et explicitement (certification).
- Les dispositifs de contrôle du mécanisme de capacité doivent déjà permettre de détecter ce type de pratique a posteriori. Ils pourraient toutefois être renforcés a priori.
- Dans un premier temps, les prochaines règles du mécanisme de capacité intégreront, de manière explicite, l'interdiction pour un effacement de bénéficier d'une telle double valorisation sur un même pas de temps demi horaire.

Appel à contribution n°3 – Question 5

Une étape supplémentaire du contrôle a priori pourrait résider dans un dispositif de déclaration des effacements implicites. Dans le cadre des discussions sur les futures règles du mécanisme de capacité, et de manière plus prospective, RTE souhaiterait recueillir l'opinion des acteurs sur la question suivante : **Quelle serait selon vous la méthode la + adéquate pour parer au biais identifié, pouvant conduire à une double valorisation des effacements ?**

Double valorisation des effacements (2/2)



Le retour des acteurs indique une probabilité d'occurrence faible d'une double valorisation des effacements à la fois en volume et en nombre.

La majorité des acteurs juge que la surveillance des marchés suffit à ce stade pour détecter ces doubles valorisations.

Pour les acteurs, il ne semble pas nécessaire d'ajouter une collecte des effacements indissociables de la fourniture en regard de la complexité d'une telle collecte

- → Les prochaines règles du mécanisme de capacité intégreront, de manière explicite, l'interdiction pour un effacement de bénéficier d'une telle double valorisation sur un même pas de temps demi horaire.
- → En cas de double valorisation avérée par des tests ou audits RTE pourra inclure des dispositions de contrôle ex-ante.

Ouverture sur la question du « versement capacitaire » (1/2)

La question de la prise en compte du coût de la capacité dans les barèmes de versement a été évoqué par certains acteurs. L'analyse de cette question mène à s'intéresser au modèle de versement retenu pour les sites effacés :

- MODELE CORRIGE
- MODELE CONTRACTUEL
- MODELE REGULE

Si un tel versement devait être introduit, la question du véhicule juridique devrait également être posée.

Appel à contribution n°3 – Question 6

Quelle est votre opinion sur l'introduction d'un « versement capacitaire », en lien avec les différents modèles de versement ?

Ouverture sur la question du « versement capacitaire » (2/2)



Les acteurs ont des positions opposées sur le sujet.

L'introduction d'un versement capacitaire apparait pour certains comme pertinente pour les sites au modèle régulé à cause de l'absence de correction de la courbe de charge utilisée pour la facturation du site.

Cette disposition n'est pas vue comme utile dans le cas des sites au modèle corrigé car la courbe de charge du site est retraitée.

→ Le sujet des versements capacitaires abordé lors nécessite une instruction complémentaire qui sera menée en GT effacement une fois que la notion de versement sera clarifié par le cadre législatif européen.



4

Règlements financiers

Dates limites pour le règlement financier (1/4)

Article 5.2.3 des règles

« La date limite de **Notification de l'Obligation** d'une Année de Livraison AL est le **1er mars de l'Année AL+3.** »

Proposition RTE GT certification 01/06/18

«Un **NCE définitif** sera également défini : il correspond au NCE général actuel. Celui-ci sera notifié au RPC, avant le **1er mars AL+3** ([…] toutefois le NCE définitif pourrait dans certains cas être notifié dès AL+1). »

Dates limites pour le règlement financier (2/4)

Notification des règlement financiers

« La date limite de Notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des **Acteurs Obligés** d'une Année de Livraison AL est le **20 mars de l'Année AL+3.** »

La **Date Limite de Cession** d'une Année de Livraison AL donnée est le **15 mars de l'Année AL+3**.

« La date limite de Notification du règlement financier relatif à **l'Ecart et aux rééquilibrages du RPC** pour une Année de Livraison AL est le **1er mars de l'Année AL+3**. »

RTE proposera dans les futures règles une harmonisation des calendriers de Notification du règlement financier des acteurs obligés et des RPC au titre des écarts et des frais de rééquilibrages

RTE propose que la date du 20 mars AL+3 soit retenue

Dates limites pour le règlement financier (3/4)

Date limite des règlements financiers

« La date limite **des règlements versés par les Acteurs Obligés** est le **15 avril de l'Année AL+3**. »

« La date limite **des règlements financiers versés par les RPC** pour l'Année de Livraison AL est le **15 avril de l'Année AL+3**.»

Au vu des délais nécessaires au paiement de factures habituellement pratiqués et des délais interbancaires moins d'un mois de délai ne parait pas suffisant pour les RPC et les Acteurs obligés pour verser le montant du règlement financier à RTE.

RTE propose que la date du 20 avril AL+3 soit retenue

Dates limites pour le règlement financier (4/4)

Date limite de recouvrement pour les sommes perçues par les AO et RPC

« La date limite de **recouvrement* des Acteurs Obligés** pour une Année de Livraison AL est le **15 mai de l'Année AL+3**. »

« La date limite de **recouvrement* des RPC** pour une Année de Livraison AL est le **15 mai de l'Année AL+3**.»

**: Au sens des règles du mécanisme de capacité le terme « recouvrement » désigne les versements depuis les fonds de règlement des écarts vers les acteurs en écarts positifs.*

Le mécanisme redistribue aux acteurs en écarts positifs les fonds au prorata de leur écart et des sommes recouvrés par RTE (Articles 8.4.2.2 et 8.5.2.3). Afin de permettre à RTE d'améliorer le taux de recouvrement des écarts négatifs au bénéfice des acteurs en écart positifs **RTE propose que la date du 20 juin AL+3 soit retenue comme date limite de versement par RTE aux RPC et AO.**