15 juin 2018

GT « Capacités intermittentes, capacités sous OA et nouvelles flexibilités »

Rappel sur le programme des GT

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 relatif aux échanges sur le marché de capacité et à la clause de revoyure* : 28 juin 2018.

2

- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives aux participations XB* : programmé dès qu'une 1ère version du décret sera rendue publique.
- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives à la contractualisation pluriannuelle* : programmé dès qu'une 1ère version du décret sera rendue publique.

3

- *GT trans-mécanismes sur les effacements de consommation* : 1er GT le 29 mai 2018 , 2e GT le 26 juin 2018.

Rappel sur le processus de consultation

- Comme pour les deux précédents GT relatif à l'obligation de capacité et à la certification des capacités, des questions à destination des acteurs sont insérées dans cette présentation.
- Suite au GT d'aujourd'hui, RTE partagera avec les acteurs de marché un document global de consultation reprenant l'ensemble des questions (elles pourront être amendées à la marge). Les acteurs auront deux semaines pour répondre à cette première consultation.
- RTE divisera la consultation en deux parties (une première portant sur les trois premiers GT, une seconde portant spécifiquement sur le REX relatif aux échanges sur le marché de capacité).

PLAN DE LA PRESENTATION

1. Certification des capacités renouvelables (intermittentes ou non)
    a. Rôles respectifs de l'exploitant et de l'agrégateur
    b. Régime de certification
    c. Coefficients de contribution des filières fatales
2. Gestion de l'obligation d'achat
    a. Date limite de certification et notion de mise en service
    b. Agrégation de capacités sous obligation d'achat
    c. Adaptation du tunnel de certification en cas de sortie d'OA ou d'entrée sous OA en cours d'AL
3. Nouvelles flexibilités
    a. Stockage d'électricité
    b. Autoconsommation individuelle et collective
    c. Réseaux fermés de distribution



1

Certification des capacités renouvelables (intermittentes ou non)

1.a

Rôles respectifs de l’exploitant et de l’agrégateur

Implications du mandat donné par un exploitant à un mandataire pour la certification

Article 7.1.7.6 des règles : « Titulaire de l'EDC »

« Le Titulaire de l'EDC est : l'exploitant de la capacité de production ou des capacités de production, le cas échéant ; un mandataire de l'exploitant de la capacité de production, ou des exploitants des capacités de production de l'EDC, le cas échéant ; »

Article 9.1.1 des règles : « Comptes » [CRE]

« Chaque partie suivante doit détenir un compte sur le registre des garanties de capacité : AO ; RPC ;Titulaire d'EDC ; tout autre acteur intervenant sur le marché ».

Article 9.1.6.2 des règles : « Propriété d'une garantie de capacité » [CRE]

« La propriété initiale d'une garantie de capacité résulte de son inscription, par RTE, au compte détenu par son titulaire. Le changement de propriété d'une garantie de capacité résulte d'une cession de la garantie entre 2 personnes morales. »

1 Les prochaines règles expliciteront le principe que le titulaire de l'EDC, lorsqu'il a été mandaté par un exploitant pour la certification de capacités, gère les garanties de capacités pour le compte de ce dernier. L'exploitant demeure cependant propriétaire des garanties de capacités gérées en son nom par le mandataire.

Responsabilités de l'exploitant d'une capacité et du RPC

Article L. 335-3 du Code de l'énergie

« L'exploitant de cette capacité est responsable des écarts entre la capacité effective et la capacité certifiée. Il peut, par contrat, transférer cette responsabilité à un responsable de périmètre de certification ou assumer lui-même le rôle de responsable de périmètre de certification. »

2

Les dispositions qui permettent de transférer la responsabilité sur les écarts du propriétaire d'une capacité vers un RPC tiers créent des situations où le risque de contrepartie pourrait ne pas être maîtrisé.

→ **Quelles dispositions de sécurisation financière des RPC vous sembleraient appropriées pour y faire face ?**

1.b

Régime de certification

Rappels sur le régime dérogatoire de certification

Article 7.2.2 des règles : « Régime dérogatoire de certification »

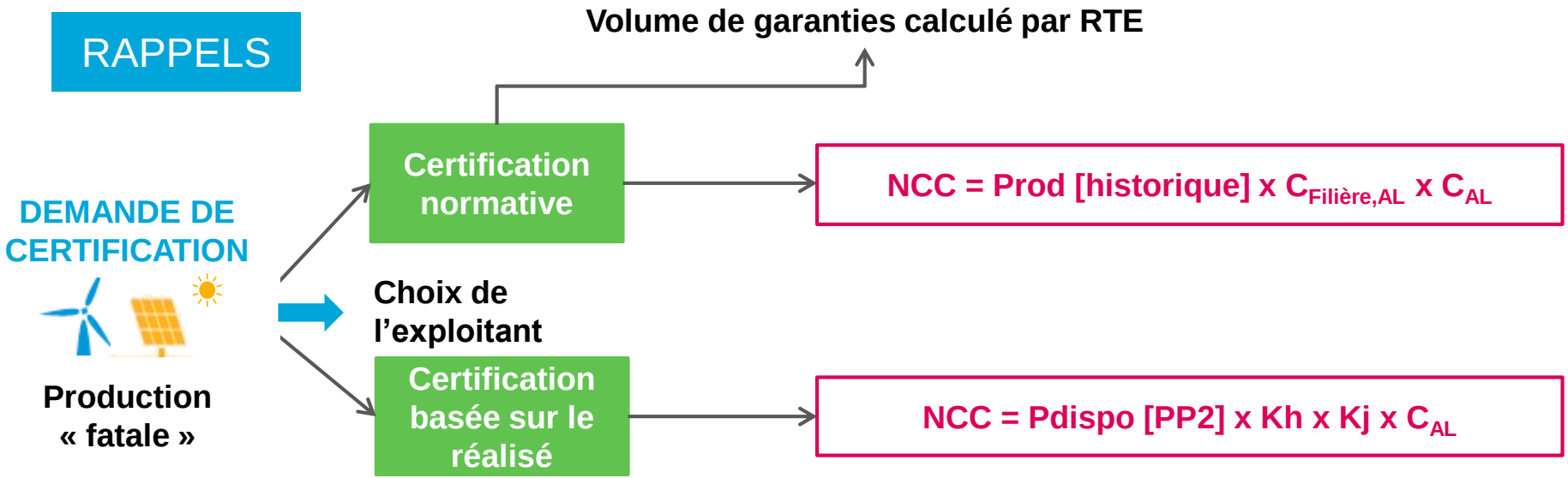
« *Les Capacités soumises au régime dérogatoire sont les capacités dont la* ***source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production***.»

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

- **fil de l'eau** ; par ailleurs, 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 de certification peut en faire la demande, lors de sa demande de dérogation, sur justification du caractère fatal de sa production.

Etat des lieux du régime dérogatoire de certification et proposition d'évolution (1/2)

RAPPELS



Evolution dans les 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 toutes les filières. C_{AL} = 85% pour le fil de l'eau, 70% pour l'éolien, 25% pour le solaire et 1 pour les autres filières. Les $C_{Filière,AL}$ seront supprimés dans les prochaines règles.

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

3

Les exploitants de capacité de production fatale ont peu utilisé la méthode de calcul basée sur le réalisé pour les AL 2017 et 2018 (respectivement 10,6% et 9,6% des EDC en régime dérogatoire). Par ailleurs, l'application du coefficient C_{AL} (<1 à partir de 2019) au calcul du NCE dans la méthode de calcul basée sur le réalisé vient réduire encore davantage l'intérêt associé à cette méthode de calcul pour les capacités intermittentes.

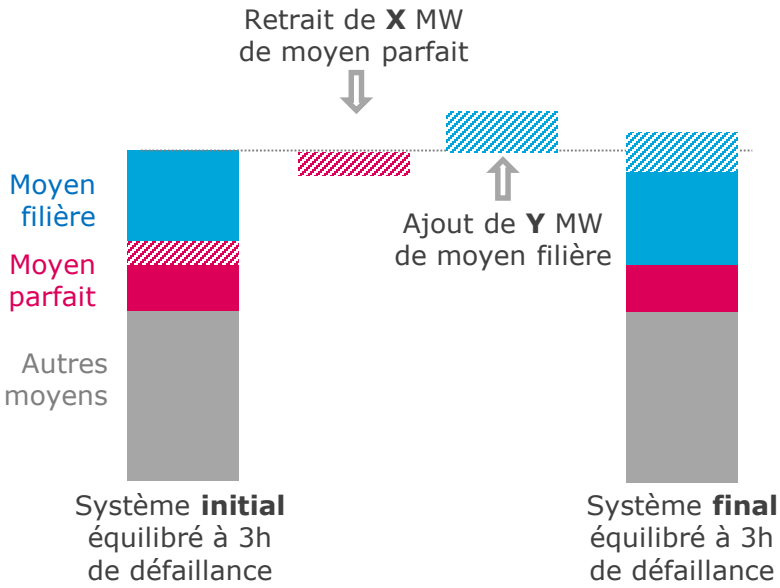
Dans une perspective de simplification, RTE pourrait proposer de supprimer la possibilité pour les exploitants de capacités de production fatale d'utiliser la méthode basée sur le réalisé. → **Cette évolution vous semble t-elle pertinente ? Si tel était le cas, à partir de quelle année de livraison vous semble t-il pertinent d'appliquer cette évolution ?**

1.c

Coefficients de contribution des filières fatales

Réévaluation des coefficient C_{AL} (1/2)

Rappel sur le calcul des coefficients de contribution C_{AL} à partir de 2019



Le « capacity credit » reflète la contribution de la filière à la réduction du risque de défaillance :

$$CapacityCredit_{filière} = \frac{X\ MW\ moyen\ parfait}{Y\ MW\ moyen\ filière}$$

Pour exprimer cette contribution en fonction de la disponibilité des installations sur les heures PP2, on détermine le coefficient de contribution de la filière :

$$CoeffContribution_{filière} = \frac{CapacityCredit_{filière}}{DisponibilitéPP2_{filière}}$$

Révision des coefficient C_{AL} (2/2)

Article 7.1.4.3 des règles : « Révision des paramètres C_{AL} »

« Pour chaque année de livraison, un paramètre C_{AL} peut être révisé […].

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une valeur du paramètre C_{AL} pour une année de livraison AL »

4

- RTE proposera cette année de réévaluer les coefficients de contribution C_{AL} sur la base des résultats du bilan prévisionnel 2017 (les coefficients relatifs à l'éolien onshore et offshore pourraient être disitngués). Un coefficient pourrait notamment être introduit pour la filière « hydrolienne ».

- Pour rappel, les coefficients $C_{Filière,AL}$ seront supprimés des prochaines règles, leur valeurs s'établissant à 1 à partir de l'AL 2019.



2

Gestion de l’obligation d’achat

2.a

Date limite de certification et notion de mise en service

Date limite de certification pour les nouvelles capacités de production entrant en service (1/2)

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 figure 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 (2/2)

5

→ **Seriez-vous en faveur que les prochaines règles prévoient la redéfinition de la notion de « *mise en service d'une capacité de production* » (ce qui implique un décalage de la date limite de certification) pour la mettre en cohérence avec la fin des essais fonctionnels sur la capacité ?**

→ **Comment définiriez-vous alors, de manière objectivable, cette notion** (condition nécessaire à une modification des règles) **?**

→ **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 » ?**

2.b

Agrégation de capacités sous obligation d’achat

Titulaire d'une EDC de sous-type obligation d'achat (1/2)

Contexte

- Fin 2015, RTE a organisé deux ateliers de travail dédiés au traitement des capacités sous obligation d'achat et des capacités intermittentes dans le mécanisme de capacité.
- Suite à ces deux ateliers, le contrat de certification a été mis à jour et une note pratique a été publiée. Les dispositions de cette note pratique ont depuis été intégrées dans les règles du mécanisme de capacité.
- En particulier, le seuil de certification a été baissé à 0,1 MW s'agissant des EDC de sous-type obligation d'achat dont les sites sont raccordés au réseau d'une ELD ou dont le signataire du contrat d'obligation d'achat est un organisme agréé, si l'ELD (ou l'organisme agréé) a déclaré son incapacité à respecter le seuil commun de 1 MW (article 7.4.5.3.2.1 des règles).

Titulaire d'une EDC de sous-type obligation d'achat (2/2)

Contexte

- Article 7.4.7.2 des règles : « *L'acheteur obligé (ou l'organisme agréé le cas échéant) est le titulaire du contrat de certification d'une EDC dont les capacités de production sont sous obligation d'achat.* »
- Article 7.4.7.3.1 des règles : « *Dans le cas d'une demande de certification pour une ou des capacités de production dont le ou les sites de production font l'objet d'un ou de contrats d'obligation d'achat, l'acheteur obligé (ou l'organisme agréé le cas échéant) effectue la demande de certification.* »

6	RTE proposera que soit précisé explicitement dans les prochaines règles que ces dispositions n'empêchent pas un acheteur obligé de mandater un tiers pour la certification des capacités sous OA.

Périmètre de certification dédié à l'obligation d'achat (1/4)

Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous OA et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous OA

- Article 3.4.2, Périmètres de Certification dédiés aux installations sous OA : « *De manière analogue à la prise en compte des écarts liés à la mise sur le marché de l'énergie produite, la gestion des écarts peut être déléguée à un tiers ou assurée en interne par l'opérateur suivant le volume de certificats de capacité dont il dispose. Dans ces 2 configurations, le coût des écarts ne sera compensé que lorsque le périmètre de certification est uniquement composé d'EDC rassemblant des installations sous OA. En effet, dans le cas contraire, l'opérateur ou le tiers pourrait éventuellement bénéficier des effets de mutualisation des écarts liés aux contrats d'OA sur l'ensemble de son portefeuille d'activité.* »

- Article 7, Délibération de la CRE : « *Les modalités relatives aux écarts de capacité définies dans la section 3.4 s'appliquent totalement à partir de l'année de livraison 2020.* »

La compensation des écarts pour les capacités sous OA, à partir de l'AL 2020, se fera uniquement si les EDC sous OA sont réunies au sein d'un périmètre de certification uniquement composé d'EDC sous OA.

Périmètre de certification dédié à l'obligation d'achat (2/4)

Règles du mécanisme de capacité

- Article 7.11.1, Responsable de périmètre de certification : « *Une personne morale ne peut signer au plus qu'un unique contrat RPC-RTE, à moins que la règlementation ou la loi n'impose une séparation comptable ou managériale de certaines des activités exercées par cette personne morale.* »

- Article 7.11.2, Périmètre du RPC : « *Si, pour une AL donnée, un titulaire d'EDC donné est titulaire d'une EDC appartenant au périmètre d'un RPC donné, alors toutes les EDC dont le titulaire d'EDC considéré est titulaire appartiennent au périmètre de certification du RPC considéré.* »

Sauf dans certains cas très particuliers, les règles ne prévoient pas actuellement la possibilité pour une même personne morale d'ouvrir deux périmètres de RPC.

Si tel était toutefois le cas, l'article 7.11.2 impose également de créer plusieurs comptes « titulaire d'EDC » pour un titulaire d'EDC disposant à la fois de capacités non sous OA et sous OA.

Périmètre de certification dédié à l'obligation d'achat (3/4)

Contraintes opérationnelles sur le registre des garanties de capacité

- La signature de deux contrats RPC pour une même personne morale (i.e. un unique code TVA) :
  - permet d'ouvrir 2 périmètres RPC distincts → permet d'assurer la distinction des écarts entre OA / non OA ;
  - ne permet pas d'ouvrir 2 comptes RPC dans le registre des garanties de capacité → ne garanti pas une valorisation séparée entre OA / non OA.
- Le registre ne permet pas non plus l'ouverture de 2 comptes Titulaires d'EDC pour une même personne morale.
- Les garanties de capacité ne peuvent être délivrées que sur un compte Titulaire d'EDC au moment de la certification.

Périmètre de certification dédié à l'obligation d'achat (4/4)

7

1) Les prochaines règles étendront la possibilité d'ouvrir 2 périmètres RPC pour une même personne morale afin de prendre en compte la délibération de la CRE à partir de l'AL 2020.

2) Les dispositions des règles relatives à l'obligation de regrouper les EDC d'un titulaire d'EDC chez un même RPC prendront également en compte le cas particulier d'un titulaire d'EDC disposant de capacités sous OA et non sous OA.

3) RTE communiquera rapidement auprès des acteurs des modalités transitoires permettant l'ouverture de comptes distincts sur le registre pour les périmètres sous OA et non sous OA d'un même RPC. Un schéma particulier est en cours de discussion avec la CRE : il permettra aux acteurs de gérer leur situation particulière sans être pénalisés.

2.c

Adaptation du tunnel en cas de sortie d’OA ou d’entrée sous OA en cours d’AL

Adaptation du tunnel de certification en cas d'entrée ou de sortie d'OA (1/3)

Article 7.4.7.4 des règles du mécanisme de capacité

Entrée et sortie d'OA en cours d'AL : *« Un site dont la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison […] »*

→ L'exploitant et l'acheteur obligé (ou organisme agréé) doivent choisir une seule méthode de certification. La méthode normative, si elle s'applique, s'impose par défaut en l'absence d'accord entre les deux acteurs concernés.

→ Répartition des certificats entre exploitant de capacité et acheteur obligé au prorata de l'espérance du nombre de jours PP2 tirés sur la période couverte par le contrat d'obligation d'achat (coefficients $Re_{AL,Site}$ et $RS_{AL,Site}$)

Adaptation du tunnel de certification en cas d'entrée ou de sortie d'OA (2/3)

8

RTE clarifiera dans les règles que le tunnel de certification, s'il s'applique, s'adapte également aux entrées et sorties d'OA en cours d'AL.

S'agissant des entrées sous OA :

- Pour l'exploitant, la puissance installée des capacités concernées sera multipliée, dans les formules de valeur de référence et de marge d'acceptabilité, par le coefficient $Re_{AL,Site}$.
- Pour l'acheteur obligé (ou organisme agréé), la puissance installée des capacités concernées sera multipliée, dans les formules de valeur de référence et de marge d'acceptabilité, par le coefficient $(1-Re_{AL,Site})$.

<u>Rappel</u>: $Re_{AL,Site}$ représente le ratio entre l'espérance du nombre de jour PP2 tirés avant l'entrée d'OA sur l'espérance du nombre de jours PP2 tirés en AL.

Adaptation du tunnel de certification en cas d'entrée ou de sortie d'OA (3/3)

8

S'agissant des sorties d'OA:

- Pour l'exploitant, la puissance installée des capacités concernées sera multipliée, dans les formules de valeur de référence et de marge d'acceptabilité, par le coefficient $Rs_{AL,Site}$.
- Pour l'acheteur obligé (ou organisme agréé), la puissance installée des capacités concernées sera multipliée, dans les formules de valeur de référence et de marge d'acceptabilité, par le coefficient $(1-Rs_{AL,Site})$.

Rappel: $Rs_{AL,Site}$ représente le ratio entre l'espérance du nombre de jour PP2 tirés après la sortie d'OA sur l'espérance du nombre de jours PP2 tirés en AL.



3

Nouvelles flexibilités

3.a Stockage d’électricité

Stockage d'électricité : définitions et usages (1/2)

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* ».

A noter qu'il n'existe actuellement aucune réglementation européenne ou française spécifique au stockage.

Stockage d'électricité : définitions et usages (2/2)

Plusieurs utilisations envisagées

- Réglage de la fréquence, réglage de la tension, gestion des congestions, maîtrise de la consommation des sites de soutirage afin de lisser les pics de demande d'électricité, lissage de la production injectée sur le réseau par des groupes de production.
- **Cas particulier** : participation expérimentale des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP aux réserves primaires et secondaires.
  - L'article 16.1 des règles SSyf prévoit une participation expérimentale en 2017 des moyens de stockage hors STEP à la réserve primaire, sous 2 conditions : 1) la somme de ces capacités participantes ne peut dépasser 40 MW, 2) la somme des capacités participantes relevant d'un responsable de réserve ne peut dépasser 20 MW.
  - Le projet de nouvelles règles SSyf prévoit 1) de supprimer ces seuils 2) de prolonger l'expérimentation jusqu'à 2020.

Le développement actuel des projets d'installations de stockage pose plus généralement 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 électrique.

→ 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)

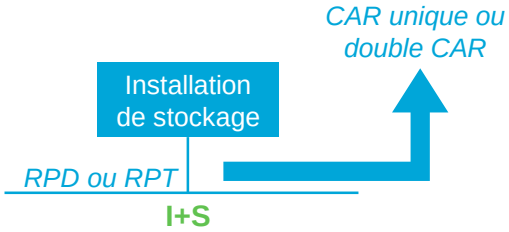
NOTION DE CONSOMMATEUR → **Obligation de capacité (+ acheteurs de pertes)**

- 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 ?

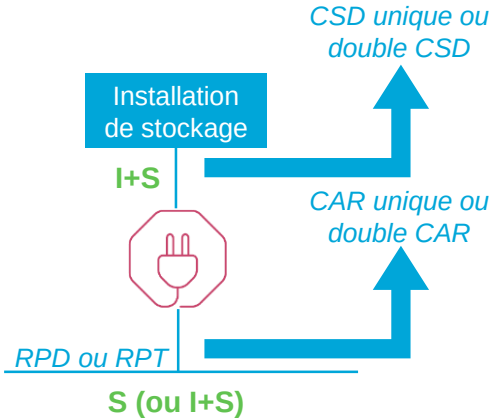
Différents cas possibles selon les modalités de raccordement (1/2)

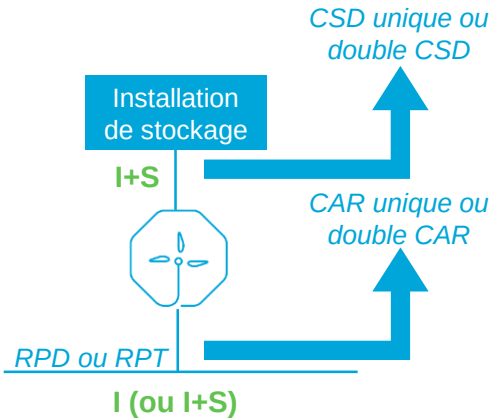
1. Raccordement direct de l'installation de stockage au réseau



I : injection
S : soutirage

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

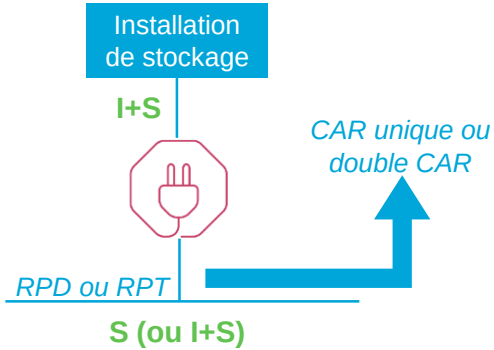


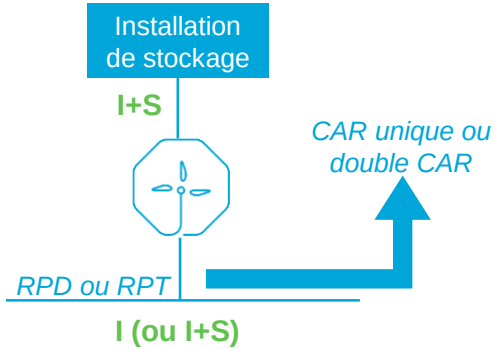


Différents cas possibles selon les modalités de raccordement (2/2)

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 (1/5)

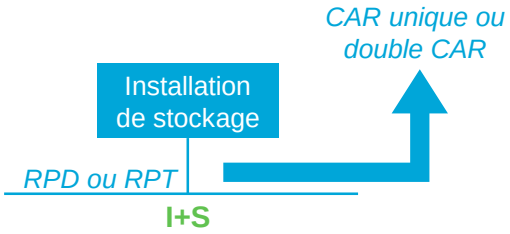
Cadre général

- 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 (+ cas de l'effacement de consommation).
- Il convient de s'intéresser aux différents cas présentés préalablement.

Prise en compte du stockage dans le mécanisme de capacité (2/5)

1

Raccordement direct de l'installation de stockage au réseau



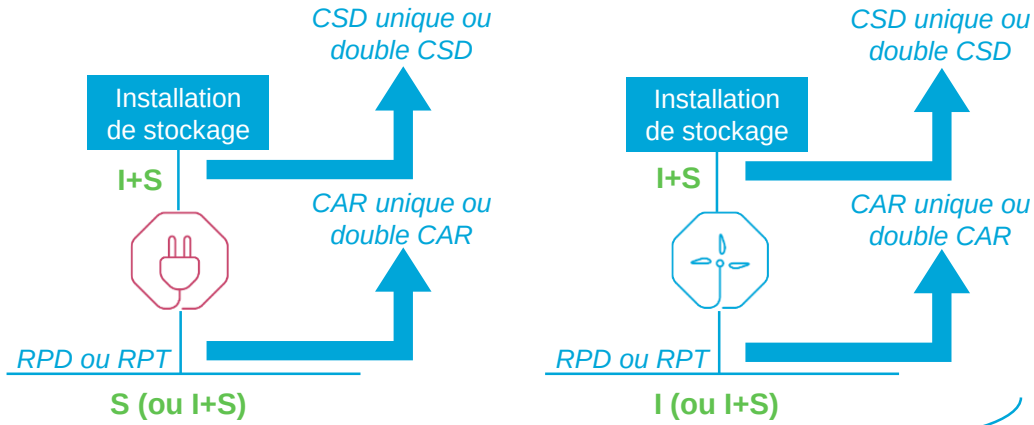
- Les soutirages de l'installation de stockage durant la période de pointe PP1 devraient être soumis à l'obligation de capacité.
- La disponibilité de l'installation de stockage pour injecter sur le réseau durant la période de pointe PP2 devrait être soumise à l'obligation de certification.
- Nécessité de définir une filière « stockage » et de définir le tunnel de certification associé. + Nécessité de définir la thermosensibilité éventuelle du 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 (3/5)

2

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

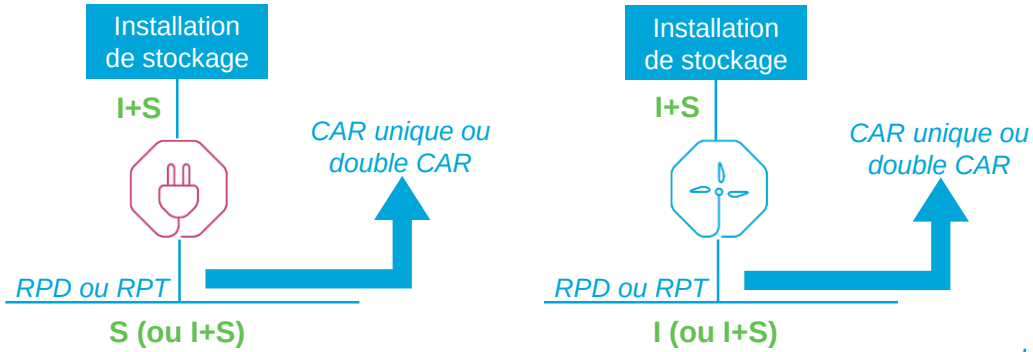


- L'installation de stockage peut être vue de manière indépendante.
- Les soutirages de l'installation de stockage durant la période de pointe PP1 devraient être soumis à l'obligation de capacité.
- La disponibilité de l'installation de stockage pour injecter sur le réseau durant la période de pointe 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 (4/5)

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 (5/5)

9

→ **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 figures que ceux présentés ?**

→ **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 ?**

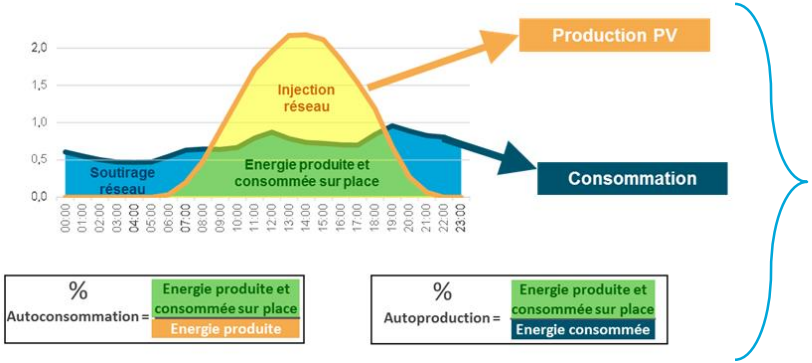
→ **Quel type de tunnel de certification envisagez-vous pour une installation de stockage isolée ?**

→ **Pensez-vous qu'une capacité intermittente couplée à une installation de stockage puisse continuer à bénéficier dans son ensemble du régime dérogatoire de certification ?**

3.b

Autoconsommation individuelle et collective

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° 2016-1019 du 27 juillet 2016 ;
- 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)

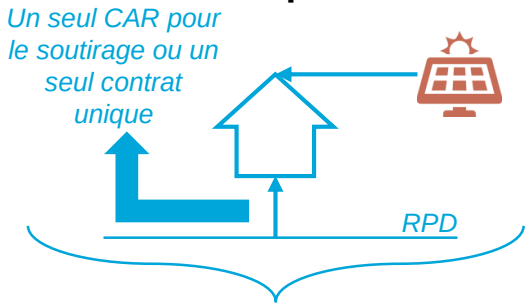
- Depuis 2016, la CRE lance des appels d'offres périodiques (complément de rémunération) dédiés aux installations d'autoconsommation sur grandes toitures (100 kWc à 500 kWc).
- Délibération de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation (modalités 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

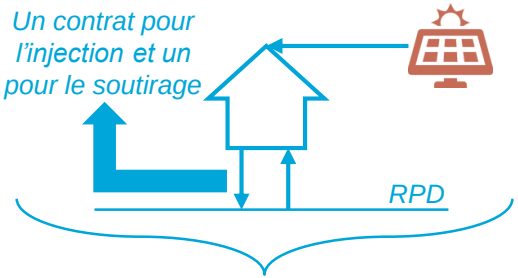
- Deux cas sont possibles :

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 du surplus

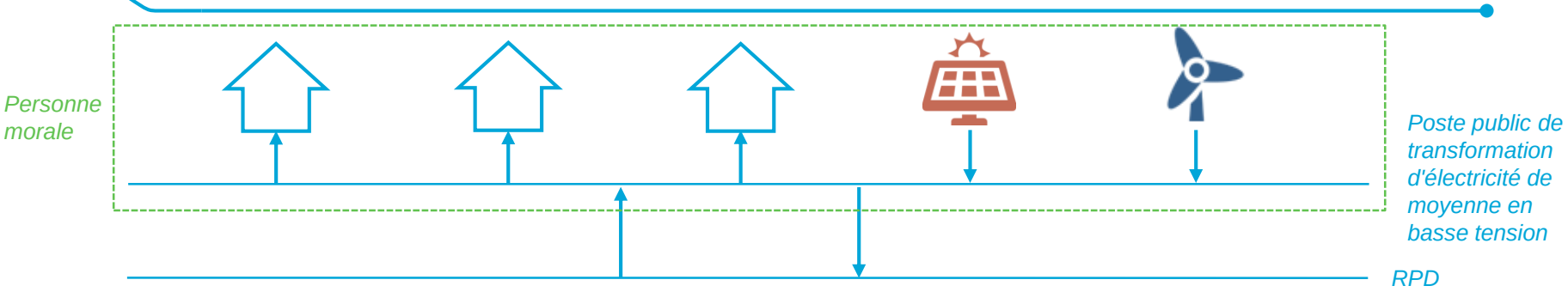


L'autoconsommateur serait vu à la fois comme un consommateur et un producteur. Il serait soumis à l'obligation de capacité et à celle de se certifier. La part de production autoconsommée lui permettrait de baisser son obligation de capacité et il bénéficierait des certificats associés à ses injections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

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 ses 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 (5/5)

10

→ **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 figures que ceux présentés ?**

→ **Etes-vous globalement en accord avec l'interprétation proposée pour la prise en compte de l'autoconsommation collective et individuelle ? Anticipez-vous des difficultés particulières ?**

3.c

Réseaux fermés de distribution

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (1/4)

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 (2/4)

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

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 si les installations raccordées au réseau fermé de distribution ne souhaitent pas participer aux marchés de l'électricité.

Statut des réseaux fermés de distribution dans le mécanisme de capacité (3/4)

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

11

Pour les circuits dit fermés :

- L'obligation de capacité pèse alors sur le ou les fournisseurs du RfD. Le GRfD peut néanmoins porter l'obligation de capacité dans l'éventualité, prévue à l'article L. 335-1 du Code de l'énergie, où il ne passerait pas par un fournisseur pour couvrir ses pertes.
- La certification n'est pas nécessaire pour l'ensemble des installations de production rattaché au réseau fermé de distribution. Dans le cas où l'ensemble de la production est écoulée dans le circuit fermé du RfD, le RfD n'est pas contraint de certifier les installations de production attachées à son réseau. Dans le cas où une partie de la production est injectée sur le réseau de distribution, le GRfD devra alors être certifié par le GRD auquel il est raccordé.

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

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 L. 344-5 du code de l'énergie.

11

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 traité comme dans le cas d'un circuit fermé.
- S'agissant de la certification, les capacités de production disposant d'un contrat de service de décompte au RPT ou au RPD devront respectivement adresser leur demande de certification auprès de RTE ou du GRD concerné.



4

Conclusion

Prochaines étapes

1 Prochains GT

- Le prochain GT « Mécanisme de capacité » aura lieu le 28 juin après-midi. Il portera sur les échanges sur le mécanisme de capacité et la clause de revoyure (REX).
- Les acteurs souhaitant effectuer des présentations lors de ce GT et qui n'ont pas encore informé RTE sont priés de le faire avant lundi prochain (18 juin 2018).

2 Consultation des acteurs de marché

- Les questions comprises dans cette présentation seront reprises dans un document de consultation globale qui sera publié par RTE suite à ce GT. Ce document de consultation portera sur les 3 premiers GT (donc hors GT sur les échanges sur le marché de capacité). Les acteurs auront deux semaines pour répondre à l'appel à contribution de RTE.
- Un 2e appel à contribution sur les échanges sur le marché de capacité (REX) sera lancé en juillet.

MERCI DE VOTRE ATTENTION