# PROJET DE REGLES MECANISME DE CAPACITE

# REPONSES EDF OA

**Section C. Paramètre du mécanisme de capacité**

La chronique de notification décrite en C.3 ne semble pas tenable pour la PL26/27 : quelles sont les dates envisagées pour cette PL en particulier ?

Confirmez-vous que la chronique décrite pourra s'appliquer à la PL30/31 dont le 1er guichet de certification est prévu en milieu d'année 2026 ?

**Section E. Certification**

E.2.1 Guichet et période de certification

- Les Règles prévoient que le TPC formule une réponse à toute sollicitation du GR au plus tard 10 jours ouvrés avant la date de fermeture de la période de certification. Il n'est en revanche pas prévu de date limite pour la sollicitation/le fait générateur émanant du GR (qui peut donc fortement contraindre le délai de réponse du TPC). Nous estimons qu'un délai minimal est à inscrire dans les Règles et suggérons qu'il soit a minima de 20 jours ouvrés avant la date de fermeture de la période de certification.

E.4.7. EDC Obligation d'Achat

- Dans le cadre du mécanisme actuel, le processus de rééquilibrage des EDC en OA est très normé, avec une obligation de rééquilibrage à fréquence trimestrielle. Nous n'identifions pas d'exigence précise dans le projet de Règles vis-à-vis du délai d'actualisation des périmètres de sites en cas d'entrée/sortie avant ou en cours de PL. Merci de nous confirmer que notre interprétation est correcte.
  Compte tenu de la volumétrie de notre portefeuille, il nous est impossible de prendre d'engagement sur un délai de mise à jour inférieur à celui stipulé dans les Règles du mécanisme actuel.

- Les cas des sites en résiliation anticipée et des transferts aux organismes agréés ne sont pas traités dans ce projet de règles, ni du point de vue de la certification / contractualisation, ni du point de vue du contrôle de disponibilité. Nous souhaiterions que les différents cas d'usage fassent l'objet de dispositions ad hoc selon leur date de survenance dans la chronique de la PL concernée (guichets de certification, enchères, marché secondaire, tirages PP,...), ceci afin de ne pas tenir compte de ces évènements exogènes dans le calcul de l'écart négatif.

E.4.8. Méthodes de certification

- EDF OA réitère sa demande de simplification du processus de certification pour le petit PV (plusieurs centaines de milliers de sites) en rendant possible la certification par agrégation de puissance, en lieu et place de la fourniture d'une liste de sites explicite.

- Questions concernant la puissance installée individuelle de chaque site d'injection rattaché à une EDC telle que déclarée dans le Périmètre de Sites. Cette puissance :
    - Doit-elle correspondre à la puissance installée du site d'injection, ou doit-elle faire l'objet d'un prorata en cas d'entrée/sortie prévue en cours de PL?
    - Si aucun prorata n'est à appliquer à la maille site, confirmez-vous que celui-ci doit s'opérer à la maille de l'EDC dans le calcul de la Puissance Anticipée Installée ?

- Dans le cas d'un site en OA arrivant en fin de soutien en cours de PL :
    - Sera-t-il possible de déclarer, dès la certification de l'EDC, une date de fin de rattachement prévisionnelle ? Sans évolution de cette dernière, pouvez-vous nous confirmer qu'il ne sera pas nécessaire de procéder à une mise à jour du périmètre de sites une fois le détachement effectif?
    - Dans le cadre d'une EDC certifiée en méthode normative dans le mécanisme actuel, le calcul de la capacité certifiée à la maille du site est de la responsabilité du GR. Pouvez-vous nous indiquer comment se déclineront les nouvelles Règles sur cet aspect (notamment vis à vis du placement de la date de fin de soutien dans la chronique de tirage des jours PP)? Pouvez-vous nous confirmer que la façon dont les jours PP seront, in fine, tirés ne constituera pas une source d'écarts potentielle pour le TPC EDF OA?

E.5. Périmètre de Sites d'une EDC

E.5.1. Les Sites certifiés

- Lors de la certification et/ou mise à jour ultérieure du périmètre de sites d'une EDC, merci de nous confirmer que tous les sites déclarés en méthodologie normative seront pris en compte conformément à la déclaration du TPC (pas de présomption d'inactivité comme cela peut-être le cas actuellement). Nous comprenons que le contrôle de disponibilité n'est réalisé qu'en cours de PL sur critère d'injection bi-mensuel ou sur arbitrage du GRD.

E.5.4. Règles d'agrégation de Sites selon leur Puissance Installée

- Afin de préserver un découpage de nos EDC OA cohérent par filière de production et par GR, nous souhaiterions que les sites puissent être regroupés au sein d'une même EDC quand bien même leur puissance installée dépasse 100MW (comme c'est le cas actuellement pour notre EDC RTE_eolien_offshore par exemple)

**Section F. Contractualisation**

F.2. Enchères

- En l'absence de recertification (à la hausse) en amont de la 2ème enchère, nous comprenons que la participation à l'enchère est facultative. En cas de décision de participation à cette seconde enchère, nous souhaiterions avoir confirmation que le volume offert ne doit pas nécessairement être égal au volume limite.

Cette disposition doit permettre de couvrir les cas d'usage où la puissance anticipée de l'EDC a été réévaluée à la baisse entre les 2 guichets de certification, et qu'au moment de l'enchère #2 l'évaluation du périmètre de l'EDC conduit à vouloir réhausser le volume contractualisé dans une proportion inférieure au volume limite.

- Dans le cas où une EDC appartenant au périmètre d'un TPC est recertifiée à la hausse lors du guichet #2, et que dans le même temps une autre EDC du même TPC voit sa puissance anticipée diminuer (sans possibilité de se recertifier à la baisse), il pourrait y avoir intérêt à offrir à l'enchère qui suit un volume qui serait calculé aux bornes du TPC afin d'éviter de se mettre en situation d'écart global négatif.

F.3 Marché Secondaire

- Le projet de Règles mis en concertation en juillet 2025 stipulait "*Une transaction sur le Marché Secondaire doit impliquer deux EDC différentes qui peuvent appartenir au périmètre du même TPC ».*
- Cette affirmation a depuis été remplacée par *: « Une transaction sur le Marché Secondaire doit impliquer deux EDC différentes qui doivent appartenir au périmètre de TPC différents ».*

Nous identifions un intérêt fort à pouvoir opérer des transferts d'engagement entre EDC d'un même TPC afin de pouvoir piloter au mieux les engagements de disponibilité au sein de notre périmètre, et notamment en optimiser le foisonnement.

**Section G. Contrôle de la disponibilité**

G.4.2. Contrôle d'Observabilité en Méthode Normative

- Concernant les sites disposant d'une courbe de charge de comptage, l'absence d'injection de certaines installations ne signifie pas nécessairement qu'elles sont indisponibles. Les centrales de type cogénération en mode MDSE peuvent par exemple être maintenues à l'arrêt volontairement et donc ne pas injecter pendant certaines périodes en fonction des conditions de marché. Nous souhaitons que les critères de calcul du Cobs en méthodologie normative fassent l'objet d'aménagements pour couvrir ces cas d'usages.
  NB : Le projet de Règles de janvier 2026 apporte des précisions pour les situations d'absence d'injection à la p. 94 : *« le Coefficient d'Observabilité est égal à 1 [...] dans le cas où le Site est impacté [...] par un engagement contractuel visant à limiter l'accès au réseau auquel il est raccordé (y compris les limitations de disponibilité indemnisables au titre du contrat d'accès au réseau du Site concerné) »*
  ==> les MDSE sont-elles incluses dans ces cas d'usage?
- Concernant les installations sans courbe de charge de comptage, nous souhaiterions que les situations pouvant conduire le GRD à attribuer un Cobs de 0 soient explicitées dans les Règles.
- En tout état de cause et compte tenu de la nature de notre portefeuille, EDF OA ne sera pas en mesure d'influer sur la disponibilité des sites de son périmètre. Dès lors, les éventuels écarts négatifs résultant du processus de contrôle de disponibilité ainsi que les pénalités afférentes sont hors de notre contrôle, et ne sauraient pénaliser financièrement EDF OA dans le cadre des charges constatées par la CRE chaque année.

**Section J. Facturation et paiement**

J.1.1. Dates des principales notifications

- Nous comprenons qu'une fois le régime stabilisé atteint :
    - la rémunération des TPC à hauteur du Volume contractualisé s'opèrera en année N, quelques mois après la clôture de la PL.
    - l'éventuelle pénalisation des écarts négatifs interviendra en N+1, une fois le Volume Disponible définitif connu.

  Nous souhaiterions connaître les modalités et la granularité de restitution des contrôles de disponibilité opérés :

    - Au moment de la notification du Volume disponible estimé en année N
    - Au moment de la notification du Volume disponible définitif en année N+1

J.1.6. Contestation du règlement financier par le TPC

- Cet article dispose que « *toute contestation du montant des pénalités peut être effectué dans un délai de deux mois après la notification du volume disponible correspondant* ».
  Nous comprenons que ce délai implique l'impossibilité de contester la notification du règlement financier associé aux écarts, qui intervient 3 mois après la notification du volume disponible définitif.
  Merci de nous confirmer que notre compréhension est correcte.

| **Echéance** | **Date notification** | **Délai contestation** |
|---|---|---|
| Notification du montant de la rémunération du TPC pour la PL en cours | 31/05/N | 1 mois |
| Notification du volume disponible estimé | 30/11/N | 2 mois |
| Notification du volume disponible définitif | 30/06/N+1 | 2 mois |
| Notification des règlements financiers associés aux écarts | 30/09/N+1 | Aucune contestation possible ? |