CAR GT Producteur - RTE

Consultation

Indemnisation des limitations des EnR terrestres

DTR Chapitre 7.7

Position EDF

le 26/06/2026

REPONSE PUBLIQUE

§1 Exposé des motifs

Le paysage électrique français se transforme : mix de production et de consommation, dimensionnement de l'infrastructure du réseau et intégration dans le réseau européen interconnecté.

Il évolue d'un système de production d'électricité historiquement centralisé, reposant sur quelques groupes de production de puissance importante raccordés au réseau de transport via des machines synchrones (alternateurs), à un système de production constitué de multiples installations raccordées majoritairement sur les réseaux de distribution, dépendantes des conditions météorologiques, et raccordées au réseau par de l'électronique de puissance. A titre d'exemple, 23 GW d'EnR ont été raccordées sur les réseaux publics de distribution au cours des 6 dernières années.

Le schéma décennal de développement du réseau publiée en 2025 (SDDR 2025) repose sur une optimisation technico-économique entre développement du réseau et recours aux flexibilités pour gérer les congestions en exploitation.

C'est dans ce contexte que RTE, de concert avec Enedis, a engagé une concertation…

… a permis de présenter les sujets et de recueillir l'avis des représentants des producteurs EnR.
Les objectifs des évolutions proposées sont de :

- *Inciter les producteurs EnR appelés à respecter les valeurs de consigne des limitations ;*
- *Indemniser les volumes réalisés, dans la limite de cette consigne ;*
- *Exclure du calcul de l'ENE, les volumes liés aux demandes d'arrêt d'EDF OA en cas de prix SPOT négatifs ;*
- *Gérer les concomitances entre des activations simultanées au titre du mécanisme d'ajustement et des flexibilités réseau*

En parallèle de la transformation du paysage électrique, les évolutions des règles de marché ont conduit à **une multiplication des acteurs et à une dissociation des rôles**. Les schémas de contractualisation distinguant notamment le Responsable de Programmation (producteur/exploitant) du Responsable d'Équilibre (acheteur, agrégateur, etc.) tendent ainsi à se généraliser.
Dans ce cadre, un **renforcement des interfaces entre acteurs** apparaît nécessaire pour garantir le bon fonctionnement des processus marché et d'exploitation. Des clarifications sont notamment attendues sur :

- la gestion des ordres de limitation (acquittement producteur, information du RE) ;
- l'impact des contraintes réseau sur le Programme d'Appel (PA).

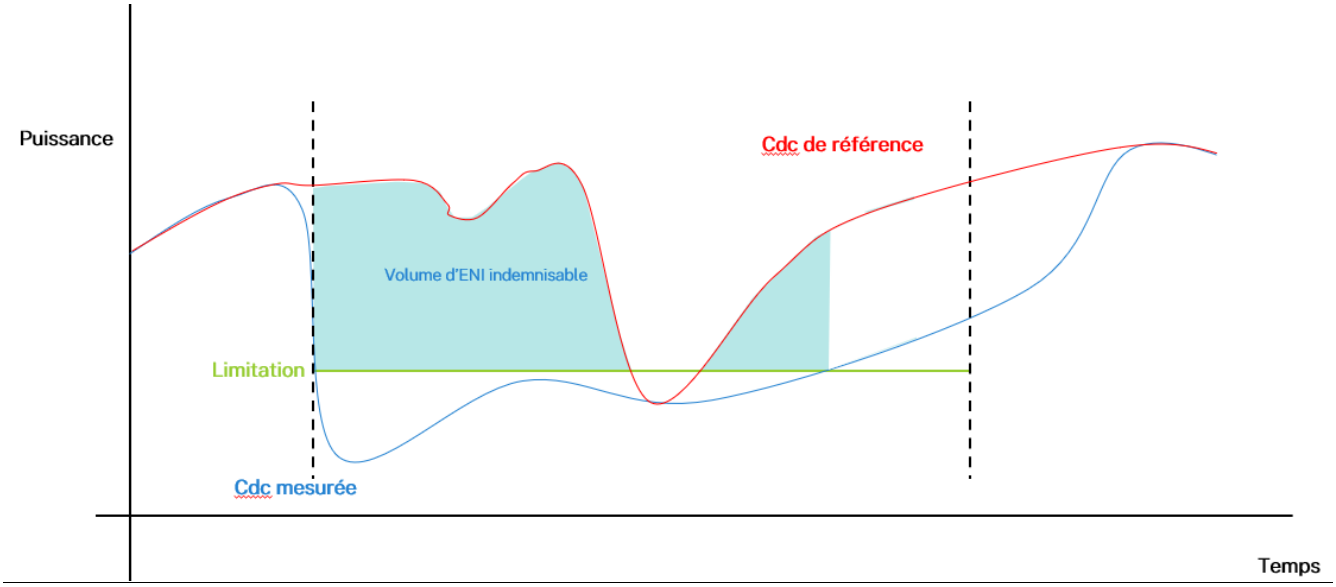
Pour EDF, il revient aux **Gestionnaires de Réseau d'assurer la coordination entre acteurs** et d'intégrer les conséquences d'une contrainte d'exploitation réseau de manière cohérente **dans les outils temps réel marché** (MA, SSY, AO Flex, etc.).

§2 Calcul de l'énergie non évacuée (ENE) : du réalisé au capé au demandé avec respect de la consigne

Les objectifs des évolutions proposées sont de :

- *Inciter les producteurs EnR appelés à respecter les valeurs de consigne des limitations ;*
- *Calculer et indemniser les volumes d'ENE réalisés dans la limite du demandé*

§2.3 En synthèse, il est proposé l'évolution suivante : RTE quantifiera l'Energie Non Evacuée (ENE) « au réalisé capé au demandé », lorsque les conditions cumulatives suivantes sont réunies :



EDF est favorable à cette méthode de calcul de l'ENE qui est déjà mise en œuvre par Enedis pour déterminer l'Energie Non Injectée.

§3. Producteurs EnR sans mécanisme de soutien

3.1 Producteur sans mécanisme de soutien ayant signé un ***contrat Power Purchase Agreement (PPA)***

Pour donner suite à des sollicitations d'acteurs auprès des gestionnaires de réseau, RTE en lien avec Enedis a étudié si des évolutions des règles actuelles sont nécessaires pour les producteurs sans mécanisme de soutien.

L'analyse a été présentée lors des groupes de travail animés conjointement avec Enedis les 15/04/2026 et 05/05/2026.

RTE conclut de cette analyse qu'aucune évolution n'est à réaliser dans le cadre de cette concertation.

Selon EDF, les **situations d'Auto-Consommation Collective ou Individuelle, méritent une analyse spécifique** qui devra être abordée dans le cadre de groupes de travail.

3.2. Producteur sans mécanisme de soutien : ***cas des garanties d'origine***

Pour donner suite aux échanges, RTE propose de rembourser les garanties d'origine (GO) des producteurs sans mécanisme de soutien, sur la base d'un prix de référence public issu de l'enchère confiée par la puissance publique à EEX.

Critères d'éligibilité :

- *l'ensemble des propositions de volumes de limitations transmises par RTE sur l'année N a été accepté par le producteur ;*
- *la demande est accompagnée de justificatifs.*

Processus : *traitement annuel sur demande du producteur après la fin de l'année N.*
Prix de référence : *le prix retenu pour l'année N, pour la garantie d'origine, de la filière concernée, est*

- *la moyenne des prix par région pondérés par les volumes retenus de ces régions ;*
- *de l'enchère française des volumes produits au mois de décembre de l'année N-1,*
- *réalisée par EEX, dont les prix sont publics sur le site d'EEX à ce lien : https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/french-auctions-power*

À titre d'exemple, à la date de rédaction du rapport, le prix de référence pour les GO de l'année 2026 sera issu du fichier « 20260318_December_2025_10_GLOBAL_Results_detailedresults ».

EDF soutient **une neutralité technologique** dans la mise en place d'une indemnisation d'un producteur suite à une limitation. Ainsi, tous les moyens de productions en dehors de ceux sous soutien doivent avoir la possibilité de demander **une indemnisation des GOs** au titre des limitations de l'année N, et **non uniquement les parcs hors soutien PV et éolien, l'indemnisation des GO des parcs sous soutien devant être réalisée à l'Etat.** Dans ce sens, un amendement de l'Article 8.13 - Trame type du CART-P serait à prévoir pour intégrer ces dispositions d'indemnisation aux installations de production non renouvelables.

Les conditions de demande d'indemnisation semblent trop lâches. En effet, les producteurs n'émettant pas de GO ne devraient pas pouvoir prétendre à une indemnisation au titre de l'absence de production du fait d'une limitation. Ainsi, pour pouvoir prétendre à indemnisation, une condition devrait être ajoutée : que le moyen de production prouve qu'il aurait émis des GO en l'absence de cette limitation.

EDF note l'existence de **certains bais dans la constitution du prix de référence** :

- Le prix des enchères devrait être diminué des frais de registre et de gestion, du fait de l'absence de gestion/d'émission/annulation de ces GOs.
- Par ailleurs, l'indice est construit à partir d'installations soutenues. Le prix des GOs peut néanmoins être différent selon que l'installation bénéficie d'un soutien public ou non, ou selon la date de mise en service du moyen de production.
- L'indice de référence ne peut être répliqué sur d'autres filières, tel le nucléaire.

§4 Calcul de l'énergie non évacuée : arrêt des sites sous OA

L'arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application de l'article 175 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025 autorise les acheteurs obligés à procéder, à titre temporaire, à l'arrêt d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat et présentant une puissance significative (≥ 12 MWc pour le photovoltaïque ; ≥ 10 MW pour les autres filières), lorsque l'arrêt permet, compensation comprise, de réduire les surcoûts relevant des charges imputables aux missions de service public.

Lorsque cette possibilité est mise en œuvre par EDF OA, en pratique lorsque les prix sur le marché SPOT J-1 sont inférieurs à un seuil retenu par EDF OA, une compensation est prévue par ce dernier.

En cas de limitation émise par RTE pour un site concerné par une demande d'arrêt d'EDF OA, l'ENE sera considérée nulle. Cette évolution vise à éviter toute double valorisation de l'énergie non produite par le producteur : d'une part via la compensation versée par EDF OA, et d'autre part via l'indemnisation au titre de l'ENE.

EDF est favorable à cette proposition.

§5 Concomitance d'activations au titre du mécanisme d'ajustement et des flexibilités réseau

Dans certaines situations, une limitation réseau peut être demandée simultanément et dans le même sens qu'une activation au titre du Mécanisme d'Ajustement (MA). Cette concomitance peut conduire un

producteur à réaliser une seule modulation de puissance active répondant en pratique aux deux dispositifs. Il a alors été identifié la nécessité de clarifier les modalités de calcul de l'ENE et d'indemnisation afin d'éviter toute double valorisation d'une même énergie.

La concertation ne vise pas à modifier le comportement attendu du producteur ni les principes opérationnels de mise en œuvre des activations. Elle porte exclusivement sur la précision contractuelle des règles de calcul et de valorisation de l'énergie lorsque les deux mécanismes s'appliquent sur une même plage temporelle.

Le principe proposé pour le calcul de l'ENE et l'indemnisation est le suivant :

- *l'activation au titre du MA est prise en compte en premier ;*
- *ensuite, si applicable, l'ENE résiduelle liée à l'activation de la limitation réseau est valorisée et indemnisée selon les modalités en vigueur.*

EDF constate que le recours croissant aux flexibilités réseau conduit les GR, dans le cadre de cette consultation, à prendre des précautions visant à supprimer les biais de rémunération. Dans ce contexte, **l'interaction des flexibilités réseau avec les règles de marché et d'exploitation** en vigueur méritent d'être analysées de manière approfondie.

- Concernant le mécanisme d'équilibrage, la baisse de disponibilité partielle en temps réel d'offre d'ajustement des installations EnR va conduire à reporter la contrainte de RTE sur des actifs non réservés au MA. Ces sollicitations reposent alors sur des dispositifs de rémunération moins favorables et induisent, pour les acteurs concernés, une contrainte opérationnelle en temps réel plus forte. **Une meilleure prise en compte de ces interactions entre les Flexibilités et l'Equilibrage dans les règles de marché apparaît indispensable afin de garantir à la fois l'efficacité économique du système et le maintien de la sûreté du système électrique à tout instant.**
- Concernant les règles d'exploitation, les limitations de puissance demandées par Enedis pour le compte de RTE, au titre de l'article 2.4 de la DTR RTE, **conduisent à devoir moduler nos centrales hydro-électriques sur RPD pour des besoins réseau**. Or, la modulation des centrales au fil de l'eau soulève plusieurs enjeux : risques pour la sûreté des cours d'eau en aval, impacts environnementaux sur le milieu aquatique en cas de variations non maîtrisées, ainsi qu'une mobilisation accrue des équipes sur les installations non téléconduites. **Un meilleur encadrement des dispositions pouvant être prises par le GRD est attendu dans la DTR.** En raison notamment des enjeux de sûreté hydraulique, EDF souhaite que l'article 2.4 de la DTR introduise une exemption pour des installations hydrauliques.

ooOoo