

GT Flexibilités, Stockage et Marchés

Ordre du jour :

1 – Actualités générales

- 1.1 Etat des lieux : stockage en France
- 1.2 Recommandations du rapport Levy-Tuot
- 1.3 Rapport de la CRE sur le PV+stockage
- 1.4 Etude de l'impact du stockage sur les prix de marché

- 1.5 Consultations sur le mécanisme de capacité
- 1.6 Résumé des dernières évolutions réglementaires
- 1.7 Décret portant sur les flexibilités
- 1.8 Procédure de mise en concurrence pour la valorisation du surplus d'électricité renouvelable de l'Etat

2 – Gestion des prix négatifs

- 2.1 Mécanisme en œuvre depuis le 1^{er} mai 2026
- 2.2 Pistes d'évolutions de la DGEC

3 – Marché et flexibilités

- 3.1 Etat des lieux de la participation au mécanisme d'ajustement
- 3.2 Evolution règles marchés

- 3.3 Programmes d'appel
- 3.4 Consultation gisement MA

4 – Flexibilité Réseau

- 4.1 Niveau de tension pour les sites hybrides
- 4.2 Indemnisation des EnR et du stockage

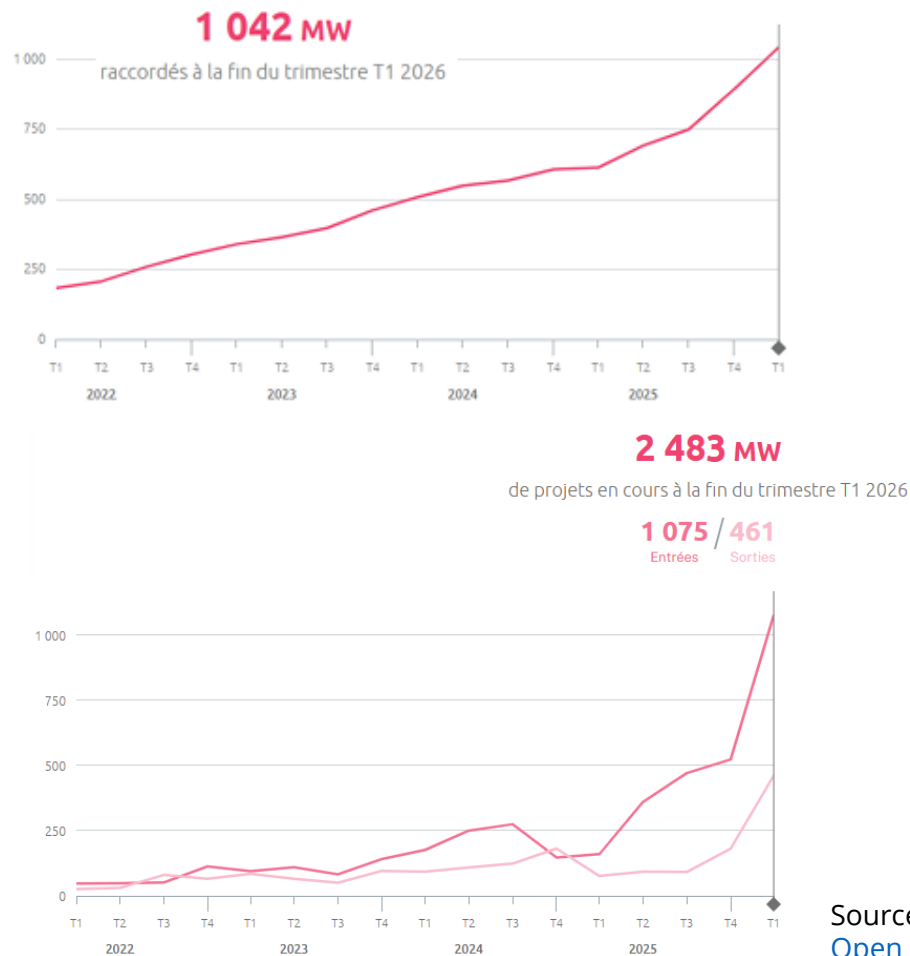
- 4.3 AO Flex Locales Enedis et AO Flex RTE
- 4.4 Plateforme Flex RTE et Enedis

1 - Actualités générales

1- Actualités générales

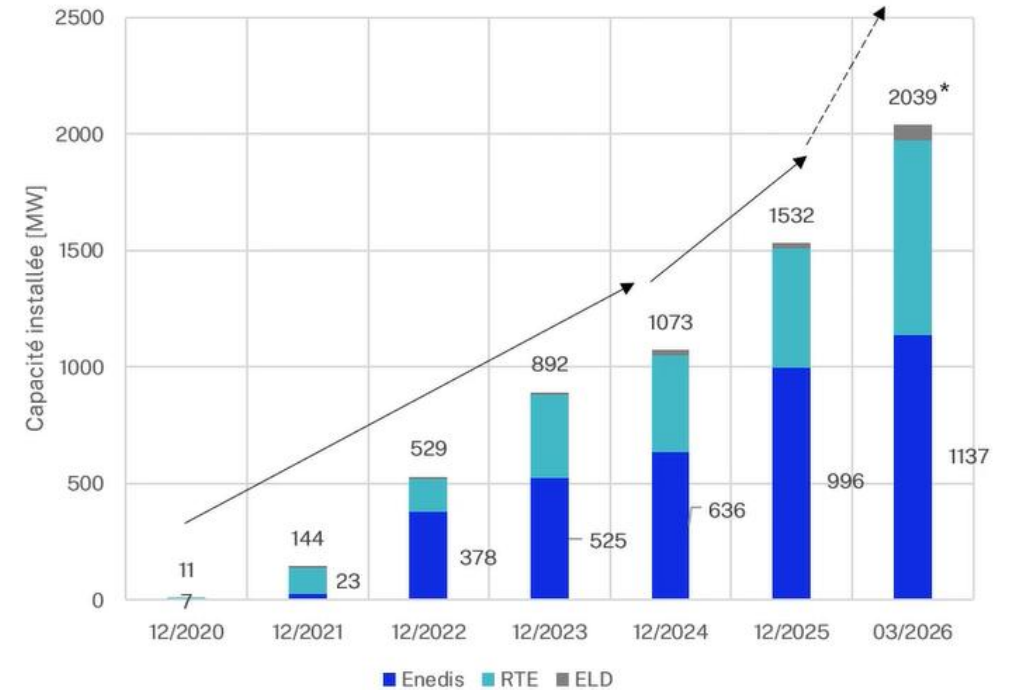
1.1 État des lieux sur le stockage en France

Raccordé chez Enedis :



Source : [Open Data Enedis](#)

Capacité installée de stockage – Périmètre France



*Attention : seulement un trimestre comptabilisé sur 2026 dans ce graphe

Source : [Registre national des installations de production et de stockage d'électricité \(au 30/03/2026\)](#) – Agence ORE

1- Actualités générales

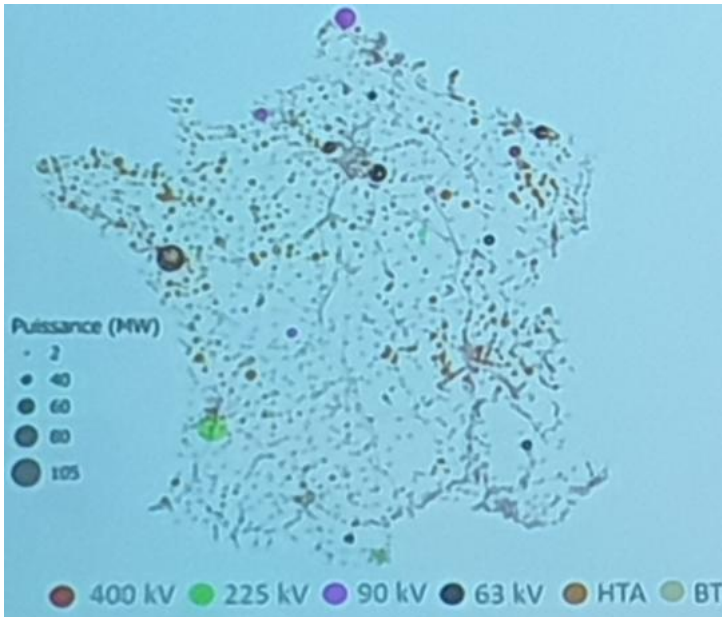
1.1 État des lieux sur le stockage en France

Batteries en service :

1,9 GW sur 22 355 installations

0,75 GW sur le RPT et 1,1 GW sur le RPD

100 MW hybrides

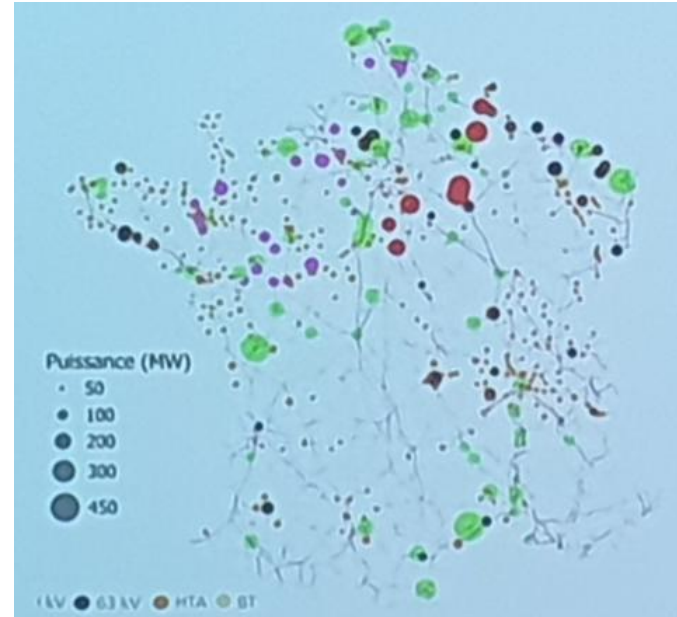


En cours de raccordement :

15 GW sur 774 projets

14 GW sur le RPT et 1 GW sur le RPD (fin 2025?)

1,7 GW hybrides



Capacités disponibles :

(Carte issue d'une [publication Clean Horizon](#) basée sur l'outil [SimuRacco](#) de RTE)



Heures de limitations annuelles :

- : <1500
- : 1500 – 2000
- : 2000 – 2500
- : >2500

Source :
RTE – Solar Plaza 03/06/26

1- Actualités générales

1.2 Rapport Levy-Tuot

Publication en avril du [rapport](#) sur l'optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage.

Parmi les recommandations :

PPA :

→ Adapter le cadre pour favoriser les PPA (pour les nouvelles installations et pour celles qui sortent d'un contrat de soutien)

Appels d'offres :

→ Généraliser progressivement les appels d'offres « neutres »

→ Modifier le calcul du prix « M0 », en adoptant, toutes filières confondues, une référence nationale sur 24 heures, moyennée sur le mois, en éliminant les prix négatifs

→ Augmenter à 300 heures la franchise annuelle pour prix négatifs et ajouter une franchise quotidienne de 2 heures

→ Étudier le maintien partiel ou la suppression de la prime pour prix négatifs, et dans une première étape la réduire de moitié.

→ Supprimer les plafonds annuels de 1500 heures ou 1200 heures pour les installations photovoltaïques

Sites EnR+stockage :

→ Réévaluer à la hausse la limite de 17MW pour la somme des puissances respectives injectables depuis les EnR et les batteries dans les installations « hybrides » raccordées en mode HTA

→ Généraliser le double comptage des installations « hybrides » et maintenir le paiement du complément de rémunération sur la seule production locale

1 – Actualités générales

1.3 Rapport de la CRE sur le stockage

La CRE a publié son [rapport](#) sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire, avec trois parties :

- Une analyse de la valeur de la production solaire et l'effet sur les CSPE. Les effets des écrêtements pour prix négatifs et de baisse du prix capté sont quantifiés. → **Ces analyses pointent la nécessité d'expérimenter le modèle d'affaires des installations hybrides.**
- Un état des lieux des conditions actuelles des centrales PV avec des batteries. → **La CRE conclut que les projets PV hybrides doivent rester en concurrence avec des projets PV isolés, du fait de la similarité des services rendus par les installations hybrides avec les batteries "standalones".**
- Des recommandations d'adaptation du cahier des charges des appels d'offres :
 - En période prix positifs : un complément de rémunération calculé avec un MO non pondéré, basé sur l'ensemble de la production PV toutes heures confondues (injectée durant les heures à prix positifs et stockée durant les heures à prix négatifs).
 - En cas de prix négatifs, la condition du versement de la prime pour négatifs est basée sur la non-injection. En parallèle, l'option privilégiée est d'introduire une franchise journalière à 2h/jour, afin de couvrir le risque résiduel de la production écrêtée qu'il ne serait pas possible de stocker dans la batterie colocalisée.

La CRE recommande une approche expérimentale de ces nouvelles dispositions au sein des appels d'offres existants pour les installations de plus de 100kWc, avec une mise en concurrence des projets "PV isolés" et "PV+stockage". Plusieurs options sont envisagées pour la coexistence de contrats "optimisé PV + stockage" et "PV isolé", l'option privilégiée était d'avoir un unique contrat pour l'ensemble des candidats à l'appel d'offres.

→ **La DGEC n'est pas convaincue par les analyses de la CRE et estime que l'effet positif pour les CSPE n'est pas assuré.**

Enerplan a amorcé des discussions avec le ministère mais constate des réticences.

1 – Actualités générales

1.4 Etude sur l'impact du stockage sur les prix du marché spot

Enerplan a fait appel au cabinet Clean Horizon pour faire une analyse de l'impact de l'ajout de batteries (de 1GW à 20GW, 2h à 8h) sur les prix du marché spot.

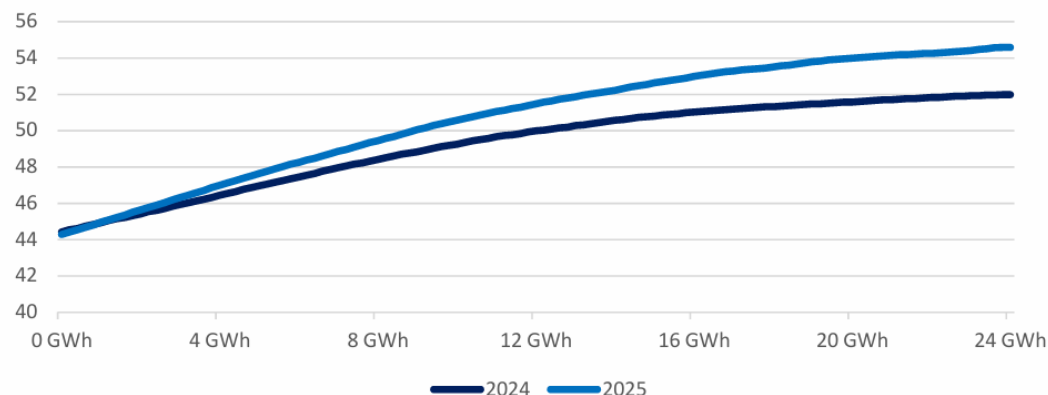
L'étude a d'abord démontré que le stockage où qu'il soit sur le réseau (derrière le compteur, en colocalisé ou en standalone) a le même impact / le même rôle sur les marchés.

Puis des simulations ont été réalisées en modifiant les ordres de mérites des deux dernières années (au pas du marché 1h ou 15mn) pour calculer l'impact différentes tailles de parc de stockage en GW / GWh sur le prix du marché Day-Ahead.

→ A capacités d'échanges transfrontaliers inchangées et un ordre de mérite inchangé : avec 6 GW / 24 GWh en 2025, **le M0 solaire aurait augmenté d'environ 10 €/MWh (+23 %)**, générant près de 200 m€/an d'économies sur le soutien au photovoltaïque.

Figure 0 : Evolution du M0 solaire

€/MWh selon la capacité installée de batteries, 2024 2025



Etude complète
disponible dans votre
[espace adhérent](#).

1- Actualités générales

1.5 Mécanisme de capacité : Consultations CRE et RTE

- La CRE a consulté en mai sur [méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels](#).

Parmi les points mis en consultations :

Aujourd'hui, le calcul du coefficient retenu par la CRE réduit fortement le volume de capacité pouvant être certifié par les batteries.

Le coefficient de filière batterie pour la PL2026-2027 est fixé à 0,55, et doit être multiplié par un coefficient de stock en fonction de sa durée de décharge (ex: 0,58 pour 2h, ce qui implique qu'une batterie 2h ne peut certifier que 32% de sa capacité).

RTE et CRE souhaitent remplacer les deux coefficients par un coefficient unique agrégeant les coefficients de filière et de stock.

De plus, la CRE estime qu'il y a une distorsion de concurrence entre les batteries amont et aval compteur : Une batterie derrière le compteur (site d'effacement + stockage) peut être certifiée en filière effacement (coeff. 1,00) au lieu de batterie (0,55), soit +45 % de rémunération.

Deux options ont été proposées :

- Créer une filière « effacement + stockage » avec un coefficient plus faible, pour les sites dont l'effacement dépend principalement d'une batterie.
- Obliger à déclarer et certifier séparément la batterie derrière le compteur lorsqu'une solution de décompte est disponible (déjà obligatoire pour les services système).

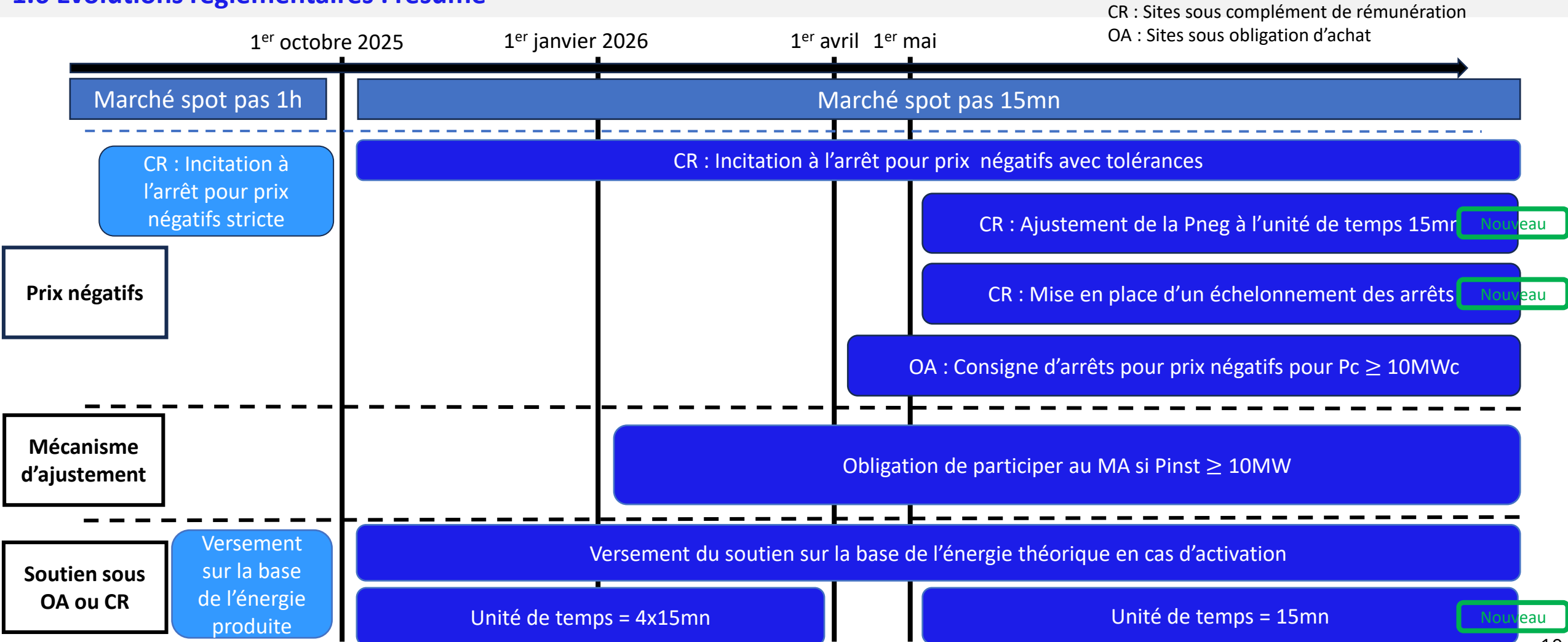
Contribution Enerplan :

- Les coefficients doivent être définis sur la base d'une neutralité technologique, et qu'ainsi à service rendu équivalent les capacités doivent être valorisées de manière égale.
- La méthode de dérogation peut entraîner une potentielle distorsion dans la rémunération capacitaire de deux projets mis en service à quelques mois d'intervalles.
- Nécessité de revoir le critère sur la décision finale d'investissement qui en l'état exclurait les projets de stockage des enchères pluriannuelles. → Un projet de décret en ce sens sera examiné lors du CSE du 30 juin.

- RTE a également ouvert une [consultation](#) en mai pour mettre à jour les règles sur le mécanisme de capacité ([Restitution le 24 juin 10h30](#)).

1- Actualités générales

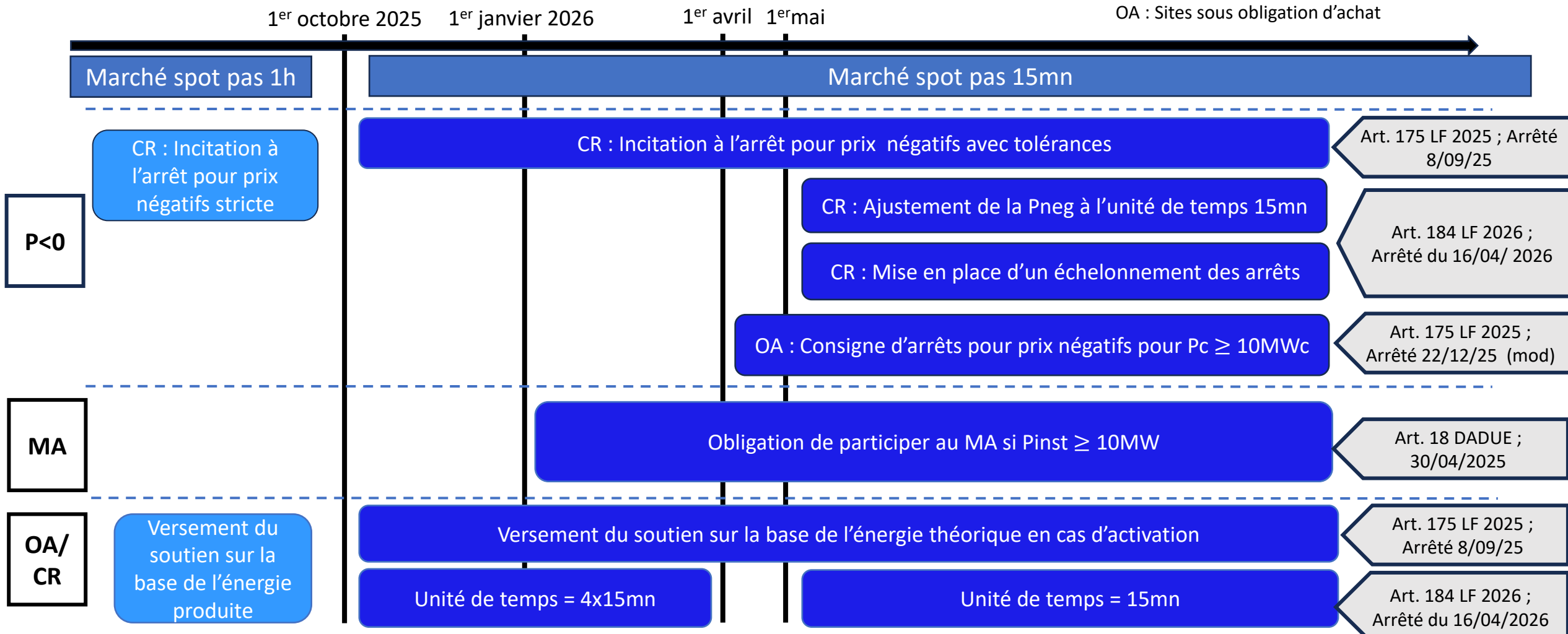
1.6 Evolutions règlementaires : résumé



1- Actualités générales

1.6 Evolutions réglementaires : rappel des textes

CR : Sites sous complément de rémunération
 OA : Sites sous obligation d'achat



1- Actualités générales

1.6 Evolutions réglementaires : Arrêté du 16 avril 2026

Depuis le 1^{er} mai 2026

L'arrêté portant application de l'article 184 de la loi de Finances 2026 a été publié le 16 avril 2026, et précise les règles de versement de la prime pour prix négatifs (Pneg) lorsque les prix spot sont négatifs.

Il s'applique aux **contrats de complément de rémunération (CR)** pour des demandes déposées avant fin 2027.

- Le pas de temps utilisé dans les contrats pour le versement du CR ou de la Pneg passe à 15mn.
- Le **M0 est désormais calculé sur la base de l'unité de temps 15 min** applicable sur les marchés de l'électricité. A partir du mois de mai 2026, le M0 est donc calculé comme la moyenne sur les pas de temps 15 min des prix spot positifs ou nuls.

Deux nouvelles règles :

- **Prix négatifs isolés** : un pas de temps à prix négatif encadré de deux pas positifs est pris en compte indépendamment de la production : la prime est versée, le volume n'est pas rémunéré. De même pour un pas de temps à prix positif encadré de deux pas négatifs.
- **Arrêt différé en 2 groupes** : les installations sont réparties en groupe A (parité de la somme des chiffres du code postal) et groupe B (imparité), avec des fenêtres d'arrêt décalées de 5 minutes en entrée et sortie de période.

1 – Actualités générales

1.7 Décret sur les services de flexibilité dans les réseaux électriques

Décret relatif aux obligations des gestionnaires du réseau public de distribution et de transport d'électricité en matière de flexibilités :

Publication du [décret](#) le 12 juin 2026, qui s'applique à partir du 13 juin 2026.

Transposition de la directive européenne relative au marché de l'électricité (EMD) qui adapte le cadre réglementaire du système électrique français.

Objectifs du décret :

- Développer les flexibilités locales afin de mieux gérer les contraintes sur les réseaux électriques. Pour cela, le recours à ces flexibilités est simplifié grâce à l'instauration de règles de marché adaptées.
- Renforcer la coordination assurée par Enedis pour mobiliser ces flexibilités locales, dans le but d'optimiser l'exploitation du réseau.

→ **Ce nouveau cadre permet aux gestionnaires de réseaux de distribution d'utiliser des mécanismes de marché pour mobiliser des capacités de flexibilité.** Ces solutions viennent compléter les investissements classiques en infrastructures.

La CRE avait porté un [avis favorable](#) sur ce projet de décret.

1 – Actualités générales

1.8 Procédure de mise en concurrence pour la valorisation du surplus d'électricité renouvelable de l'Etat

Dans le cadre de la mise en œuvre de [l'article 73 de la loi de finances pour 2026](#), complétant l'article L. 311-3 du code de l'énergie, l'État prépare une procédure de mise en concurrence visant à désigner un organisme chargé de racheter et de valoriser sur les marchés le surplus d'électricité produite par des installations d'énergies renouvelables relevant de son domaine public ou privé, dans le cadre d'opérations d'autoconsommation.

Il s'agit concrètement de réaliser l'agrégation et la vente sur les marchés des surplus d'autoconsommation des actifs photovoltaïques en toiture (0-500 kWc), existants et futurs, installés sur les bâtiments de l'Etat (préfectures, universités, etc.).

Préalablement à la rédaction du cahier des charges, la DGEC a lancé une consultation préalable pour interroger les acteurs de marché susceptibles de répondre à cet appel d'offres.

Cette consultation est disponible dans votre [espace adhérent](#).

2 – Gestion des prix négatifs

2 – Gestion des prix négatifs

2.1 Arrêts pour prix négatifs pour les actifs sous CR - Résumé

Tous les sites sous Complément de Rémunération (via AO ou AOS) sont incités à s'arrêter en cas de prix négatifs :

Pour les installations photovoltaïques, seules les heures solaires (8-20h) sont prises en compte pour le traitement des heures à prix négatifs (*aussi appelé période de pointe*).

En cas de prix spot négatifs ($P < 0\text{€}/\text{MWh}$), le décompte des pas de temps à prix négatifs augmente si :

- l'installation ne produit pas ;
- ou l'installation produit mais le prix est compris entre $-10\text{c€}/\text{MWh}$ et 0 (zone tampon) ;
- ou l'installation produit mais une des enchères issues du couplage infra-journalier est positive ;
- ou l'installation produit moins de 1% de sa puissance (seuil de tolérance) ; (*% de la puissance installée, moyenne sur la période de prix < 0 en excluant les 5mn de début/fin*)
- ou l'installation produit mais le prix est positif sur le pas de temps précédent et le pas de temps suivant (Prix négatifs isolé)

(De façon symétrique, pour un prix spot positif isolé, le producteur perçoit sa prime indépendamment de sa production et ne perçoit pas son complément de rémunération sur l'énergie produite.)

Pour être prises en compte, les premières et dernières unités de temps doivent respecter les temporalités d'arrêt et de redémarrage correspondantes au groupe de l'installation, définie selon son code postal.

Dans toutes ces situations, le **CR n'est pas versé** :

→ A partir d'une franchise de **15 heures (15xT)**, le CR est augmenté de la **prime pour prix négatifs**. $P_{neg} = 50\% * P_{max} * N_{P<0} * T$
(P_{max} la puissance installée, $N_{P<0}$ le nombre d'unités des temps décomptées, T le tarif de référence de l'installation)

2 – Gestion des prix négatifs

2.1 Arrêts pour prix négatifs pour les actifs sous CR

La DGEC a rédigé une note explicative des modalités d'arrêts applicables depuis le 1^{er} mai :

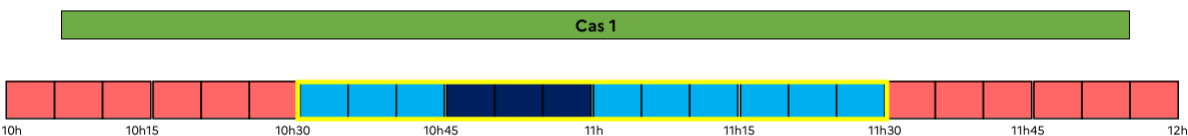
[Passage au pas de temps 15 mn et échelonnement des prix négatifs : un webinaire RTE-DGEC - Enerplan](#)

- Réponses aux questions posées lors du webinaire du 13 avril
- Exemples de conditions de versement ou non de la Pneg :

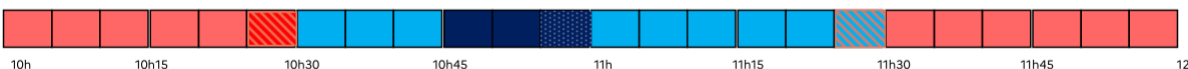
Annexe : cas d'application des dispositions de l'article 184 de la loi de finances pour 2025

Légende :

5mn	Unité de temps de prix spot positifs ou nuls		Pas de 5 minutes au cours duquel l'installation doit produire (au-dessus de 1 ou 10% de sa puissance installée) pour recevoir sa prime
	Unité de temps de prix négatifs en zone tampon		Pas de 5 minutes non comptabilisé pour évaluer le respect de la condition d'arrêt sur une unité de temps
	Unité de temps de prix négatifs hors zone tampon		Délimitation d'une « période de versement de la prime prix négatifs », autour de laquelle s'articulent les dispositions d'échelonnements



• Pour le groupe A



De 10h à 10h25 : l'installation perçoit son complément de rémunération.	De 10h25 à 10h45 : l'installation perçoit la prime à condition qu'elle ait produit entre 10h25 et 10h30 (puissance supérieure à 1% de la puissance installée pour le	De 10h45 à 11h : l'installation perçoit la prime à condition que la puissance moyenne entre 10h45 et 10h55 soit inférieure à 1% de la puissance installée pour	De 11h à 11h15 : l'installation perçoit sa prime peu importe sa production (zone tampon).	De 11h15 à 11h30 : l'installation perçoit la prime à condition qu'elle ait produit entre 11h25 et 11h30 (puissance supérieure à 1% de la puissance	De 11h30 à 12h : l'installation perçoit son complément de rémunération.
---	--	--	---	--	---

La CRE publie un [état récapitulatif mensuel](#) des pas de temps concernés dans les 5 jours ouvrés suivant la fin de chaque mois :

L'installation peut produire et toucher sa prime de prix négatif ?**	Au moins un prix en U positif ?	Le prix est supérieur ou égal au seuil de -0,10 €/MWh ?	Le pas de temps est-il isolé ? ***
--	---------------------------------	---	------------------------------------

Heures de prix <0 Quarts d'heure positifs isolés

2 – Gestion des prix négatifs

2.2 Arrêts pour prix négatifs pour les actifs sous OA

Depuis le 1^{er} avril, en cas de prix négatif EDF OA peut envoyer une consigne d'arrêt à un producteur sous obligation d'achat de plus de 10MWc. Le dispositif d'envoi des consignes est appelé Smart OA.

- Volume proposé à la vente à 11 c €/MWh sur le marché spot
- Ordonnancement des arrêts construit pour assurer un lissage temporel +/- 5' (enjeu fréquence du système électrique) et spatial (enjeu tension réseau)
- Démarrage progressif par vagues :

Date de livraison	Incrément (Pinst)	Puissance totale (Pinst)
15/04/2026	842 MW (RPT)	842 MW
22/04/2026	468 MW (RPD)	1310 MW dont 468 MW sur RPD
30/04/2026	961 MW (RPD)	2271 MW dont 1429 MW sur RPD
01/05/2026	497 MW (RPT)	2768 MW dont 1429 MW sur RPD
13/05/2026	1485 MW (RPD)	4253 MW dont 2914 MW sur RPD
Cible		7,4 GW dont 6,1 GW sur RPD

Le cadre réglementaire, les modalités opérationnelles et de facturation sont détaillés dans un page dédié du [site d'EDF OA](#).

Lors d'un premier retour d'expérience début juin, RTE et la DGEC ont considéré que le dispositif Smart OA était globalement efficaces et répondait aux attentes sur les premiers mois observés. (Taux de respects des consignes >90%, aucun producteur appelé n'a jamais respecté la consigne).

Enerplan a demandé de revoir les règles de répartition des différentes phases d'arrêts pour les répartir plus équitablement entre tous les acteurs, et a demandé le partage d'un retour d'expérience quand les premières données seront consolidées.

2 – Gestion des prix négatifs

2.2 Arrêts pour prix négatifs pour les actifs sous OA – Pistes d'évolutions de la DGEC

Perspectives d'évolutions :

→ La DGEC envisage de publier un nouvel arrêté fin 2026 pour abaisser le seuil à 1MWc afin d'étendre cette obligation aux actifs sous OA. (La loi de Finances 2026 permet de descendre jusqu'à ce seuil de 1MWc).

Projet d'arrêté qui sera examiné lors du CSE du 30 juin :

« Suite aux retours d'expérience positifs de l'arrêt de ces installations au printemps, le projet d'arrêté proposé modifie l'arrêté du 22 décembre 2025 et instaure un nouveau seuil de puissance minimale des installations en obligation d'achat concernées par l'arrêté à 1 MW/MWc. Cela permet d'inclure 1007 installations supplémentaires dans le dispositif, d'une puissance cumulée de 2,6 GWc pour le photovoltaïque et 2 GW pour l'éolien.

La date d'application de cette mesure est fixée au 1er décembre 2026 afin de laisser un délai de prévenance suffisant aux producteurs pour se préparer à cette évolution. Des webinaires de présentation et d'information à l'attention des producteurs concernés devraient être tenus en amont de cette date. »

→ Dans un second temps, la DGEC étudie la possibilité de modifier le cadre législatif (dans la loi de Finances 2027?) pour abaisser le seuil sous 1 MWc.

3 - Marché et flexibilités

3 – Marché et flexibilités

3.1 Etat des lieux de la participation au mécanisme d'ajustement

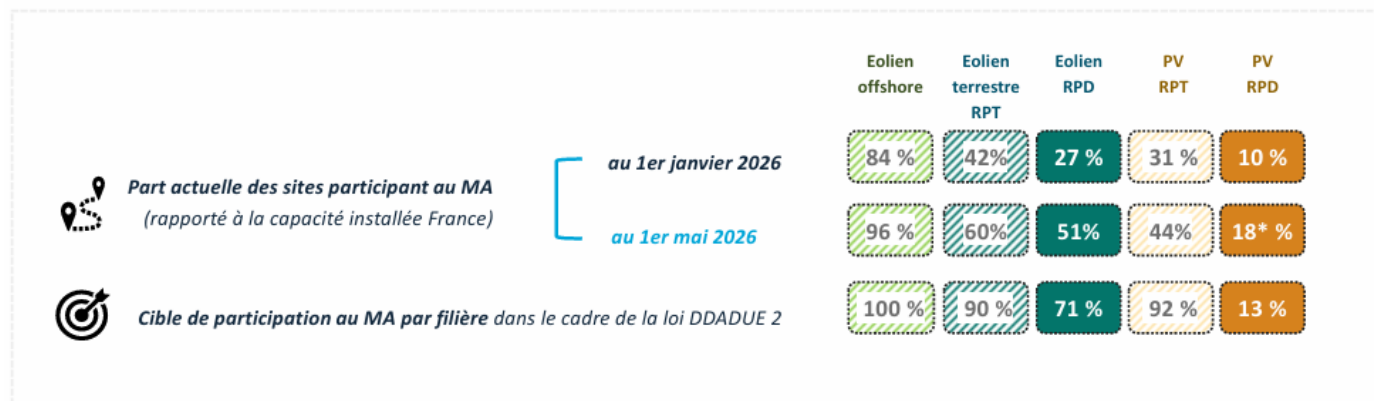
Rappel : La loi DDADUE du 30 avril 2025 introduit **l'obligation de participer au MA pour les sites de puissance installée de plus de 10MW, à partir du 1er janvier 2026**. Toute la capacité «techniquement disponible» doit être proposée sur le MA.

Au 1^{er} mai :

→ Doublement du nombre d'Entités d'Ajustement en 3 mois (~680 EDA en mai vs 320 en février).

→ Sur les 19,2 GW de sites de production ≥ 10 MW sur le réseau Enedis, participation au MA de ~10,9 GW.

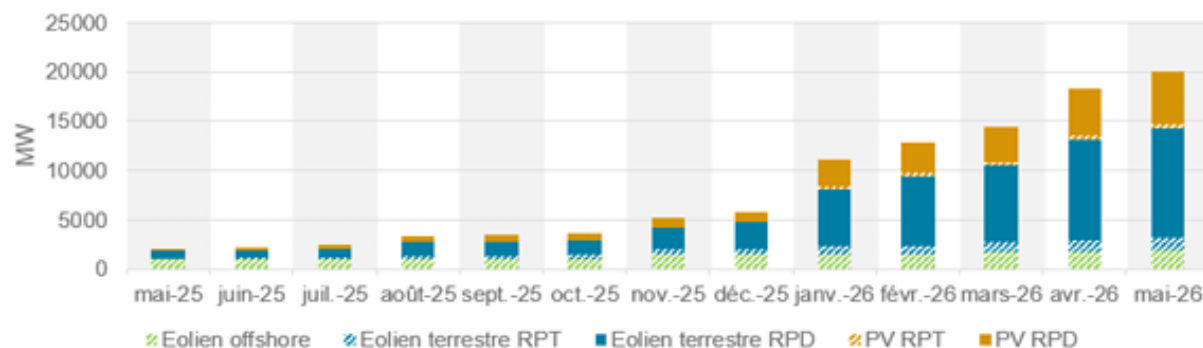
→ ~5,4 GW de capacités supplémentaires de sites <10MW non soumis à l'obligation.



i La cible de participation au MA dans le cadre de la loi DDADUE correspond à la part des sites de production faisant partie d'une installation de production d'une puissance ≥ 10 MW, rapportée à la puissance installée en France

*1/3 de la capacité installée de PV RPD participant au MA n'est pas concernée par la loi DDADUE 2

Capacité installée éolien/PV participant au MA



3 – Marché et flexibilités

3.2 Evolution règles marchés

Date MA2/PR2 prévue pour le 1^{er} novembre 2026 - Evolution liée aux entités de programmation :

A partir des périmètres de novembre 2026 (déclarés en octobre), les sites d'injection participant au MA devront obligatoirement être rattachés à une EDP (Entité de Programmation) :

- Jusqu'à cette bascule, les EDP ne sont obligatoires que pour les sites soumettant des offres d'ajustement implicites
- Les formulaires de demandes de rattachement seront modifiés pour rendre l'EDP obligatoire à partir d'octobre
- A partir de cette date, les sites concernés pour lesquels les EDP seront absentes ou erronées avant le JO-10 du mois M-1 seront retirés des périmètres du mois M. Les rattrapages manuels ne seront plus possibles.

3 – Marchés et flexibilités

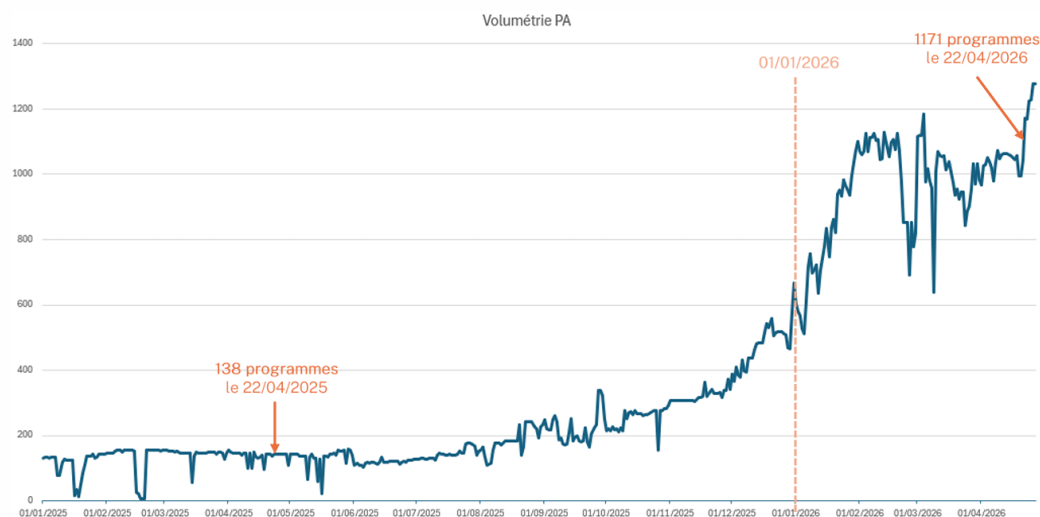
3.3 Programmes d'appel

Enedis a constaté une **forte augmentation des programmes d'appel reçus**, avec 21% des sites soumis à l'obligation (Producteurs >1MW) qui envoient leurs programmes sur DispoRéseau.

Le GRD souhaite continuer les échanges pour augmenter la quantité et la qualité de ces programmes d'appel.

Lors du dernier échange, Enedis a précisé que sur le RPD les limitations réseau ne doivent pas être intégrées au PA.

→ Attendus sur DispoRéseau : chronique de P active injectée au pas 15 min sur les 24h du lendemain, saisie entre J-7 et J-1 16h30 avec des redéclarations possibles en IJ pour H+2, indépendamment des plannings indicatifs des indisponibilités réseau



Finalités	Sites RPD	Sites RPT
Gestion des flux RPD - Enedis	Programme unitaire maille site \geq 1MW	Sans objet
Gestion des flux RPT - RTE Vision prévisionnelle - RTE	Information agrégée par le GRD à la maille transfo à partir de ses prévisions et des programmes unitaires reçus, transmise à RTE	Programmes maille EDP = site sur le RPT
Participation aux marchés d'ajustement et services système fréquence - RTE	Programme maille EDP agrégé, en lien avec l'offre MA/EDA ou SSYf/EDR Pactive + réglage 1aire 2aire	Programmes maille EDP = site sur le RPT, en lien avec l'offre MA/EDA ou SSYf/EDR Pactive + réglage 1aire 2aire

Le GRD souhaite identifier les difficultés résiduelles d'envoi de programmes et également étendre l'obligation d'envoi du PA aux stockeurs.

→ [Consultation en cours](#)

3 – Marché et flexibilités

3.4 Consultation gisement MA

RTE a ouvert une consultation (clôture le 17 juin) sur le gisement des nouvelles flexibilités d'équilibrage

Contexte : La multiplication des épisodes de prix négatifs crée des besoins d'équilibrage croissants à la baisse, et RTE veut dresser un état des lieux des projections et des contraintes actuelles liées à de potentielles nouvelles flexibilités.

Deux pistes sont proposées :

- Proposer un cadre pour les modulations de consommation à la hausse sur le MA
→ Permettre aux sites de soutirage de déposer des offres d'ajustement à la baisse (recharge de batteries, décalage de consommation).
Cadre calqué sur NEBCO, petites offres < 10 MW prévues en T1 2027.
- **Définir des conditions de participation pour les sites mixtes raccordé au RPD** (injection + soutirage sur un même point de connexion)
→ Créer une EDA « Mixte » (Entité d'Ajustement) pour valoriser simultanément les deux composantes d'injection et de soutirage sur le MA. RTE cite par exemple le cas des sites en autoconsommation individuelle avec vente de surplus.

Les documents de la consultation sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

4 – Flexibilité réseau

4 – Flexibilité réseau

4.1 Niveau de tension pour les sites hybrides

Enedis propose que la réglementation (arrêté du 9/06/2020, article 24) évolue pour préciser :

1. Pour les installations composées d'unités de production sans stockage :
 - Aucune installation de $P_{\text{installée}} > 250 \text{ kVA}$ ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT [inchangé]
 - Aucune installation de $P_{\text{installée}} > \mathbf{17 \text{ MVA}}$ ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA [cette valeur-plafond s'exprimera dorénavant en MVA et non plus en MW afin de tenir compte de la généralisation des consignes de puissance réactive des sites de production]
2. Aucune installation hybride ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque **($P_{\text{décharge stockage}} + P_{\text{max production}}$) excède 25 MVA. La $P_{\text{décharge stockage}}$ ne doit pas dépasser 17 MVA. La $P_{\text{max production}}$ ne doit pas dépasser 17 MVA. Un dispositif de bridage dynamique sera obligatoire pour que la puissance injectée ne dépasse pas 17MVA.**

Le niveau de tension de raccordement qui est associé à chacune de ces valeurs ne peut être accordé **que sous réserve des conclusions de l'étude de raccordement** effectuée pour chaque projet par Enedis afin de vérifier le respect de l'ensemble des contraintes techniques. Une fois ces évolutions mises en œuvre, un retour d'expérience sera organisé pour analyser l'impact sur le réseau.

→ La DGEC n'a encore donné de calendrier pour modifier cet arrêté.

Le cas du plafond de $P_{\text{installée}}$ des sites hybrides en BT fera l'objet d'une analyse dans un second temps.

4 – Flexibilité réseau

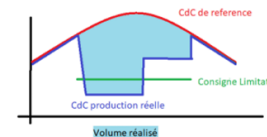
4.2 Indemnisation des EnR et du stockage

Évolutions des modalités d'indemnisation des limitations des EnR :

- **Précisions sur l'indemnisation des sites en PPA et des garanties d'origine :**
 - Les sites en PPA sont indemnisés via la correction des PE
 - Le préjudice lié aux garanties d'origine (GO) est indemnisé sur réclamation au prix de marché des GO
- Prise en compte de l'arrêt sur prix négatifs des sites en OA à partir du 1/4/2026 (LF 2025)
- **Gestion des cas de concomitance limitation de production / activation MA :** le calcul de l'ENI (Energie Non Injectée) prendra en compte l'activation sur site par le MA afin d'éviter la double indemnisation
- **Changement des règles de calcul de l'ENI** – Mise en œuvre au T4 2026 :
 - ENI sera capée au demandé
 - Mise en place des règles de respect de la consigne

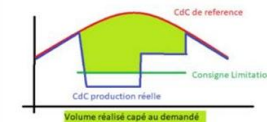
Principe actuellement en œuvre

Pour les limitations au réseau complet, l'ENE/ENI est calculée actuellement au réalisé, par RTE et ENEDIS.



Proposition d'évolution

RTE et ENEDIS souhaitent calculer l'ENE/ENI au réalisé **capé au demandé** afin de valoriser l'ENE/ENI effectivement demandée et nécessaire.



→ [Consultation en cours](#) sur la note Enedis-MO-CF_087^E

(et chapitre 7.7 de la DTR RTE)

Enedis et RTE organisent une session Q&R le 17 juin 10-11h.

4 – Flexibilité réseau

4.3 Indemnisation des EnR et du stockage

Méthodologie uniquement applicable pour **l'indemnisation des limitations des batteries standalone hors des quotas des offres de raccordement alternatives**

- **Lorsque des limitations surviennent sans préavis** et pendant une période courte (appelée période 1). Sur cette période :
 - **Les acteurs de marché sont insensibilisés selon les règles existantes pour chacun des mécanismes de marché** (chaque mécanisme a sa propre période 1)
 - RTE a apporté la précision que la période 1 concernant le Périmètre d'Equilibre serait égale à 2h30 pour les dispositifs de stockage par batterie

- **Lorsque les limitations surviennent avec préavis / après la période 1 : c'est la période 2, seul le titulaire du contrat d'accès au réseau subit un préjudice qui fait l'objet d'une indemnisation.** Sur cette période :
 - Les titulaires des contrats d'accès au réseau sont indemnisés directement
 - Une proposition d'estimation du préjudice a été faite en prenant comme hypothèse que d'ici peu de temps tous les prix des différents mécanismes rémunérateurs « convergeraient », ce qui implique que les rémunérations au titre de ces différents mécanismes seront équivalentes → Les calculs proposés sont basés sur un outil développé par RTE simulant le gain à espérer par une batterie sur l'achat/vente (arbitrage) sur les marchés de l'électricité

Les gestionnaires de réseau ont décalé le 4^{ème} atelier de concertation au 29 juin 9h30-12h. Des remarques peuvent être transmises avant le 15 juin. Les supports de présentation des précédents ateliers sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

4 – Flexibilité réseau

4.4 AO Flex RTE et AO Flex Locales Enedis

AO Flex RTE :

RTE a lancé un appel à contributions sur le nouveau cadre contractuel de l'Appel d'Offres Flexibilités, destiné à lever des contraintes réseau sur le Réseau public de transport (RPT).

L'AO Flex vise à pouvoir reporter un investissement sur le réseau électrique en mobilisant plutôt un dispositif de flexibilités pour réduire le volume de congestions.

La trame contractuelle mis en consultation est disponible dans [votre espace adhérent](#).

La restitution de cette consultation par RTE est prévue dans les prochaines semaines.

AO Flex Locales Enedis :

L'appel d'offres [S1 2026](#) (57 besoins à la hausse et 44 besoins à la baisse) est clôturé. La liste des lauréats n'a pas encore été publiée.

4 – Flexibilité réseau

5.4 Plateforme Flex RTE&Enedis

Enedis et RTE, en vue d'identifier de nouvelles solutions de flexibilités, lancent une expérimentation de portail d'achat commun pour la contractualisation au fil-de-l'eau de services de Flexibilités Locales pour la gestion des flux sur les réseaux de transport et de distribution. Cette expérimentation sera déployée en première approche dans quelques zones ciblées du réseau de transport et de distribution français.

Les gestionnaires de réseaux ont proposé un projet de Règles expérimentales qui encadreront la fourniture du service de Flexibilités Locales. La [consultation](#) s'est clôturée début mai et la délibération de la CRE est attendue pour cet été.

Les gestionnaires de réseau prévoient d'ouvrir le portail en juillet, avec des premières offres en septembre.

Questions / Réponses

Merci de votre attention !

Armand de Saint Martin

Chargé de mission - Réseaux, Stockage et Flexibilité

Armand.desaintmartin@enerplan.asso.fr

06 15 65 12 02