



RAPPORT

22 juillet 2026

**Rapport de la CRE sur l'avancement
des projets bénéficiant de dérogations
accordées dans le cadre du dispositif
d'expérimentation réglementaire**

Sommaire

Synthèse	3
Synthèse de l'avancement des projets.....	4
Messages généraux sur le dispositif bac à sable	4
Projets relatifs à la valorisation de la flexibilité sur les réseaux électriques	5
Projets relatifs au raccordement des installations de production.....	6
Projets relatifs au raccordement des stockages.....	7
1. Introduction et historique du dispositif.....	9
2. État d'avancement des expérimentations en cours	12
2.1. Projets relatifs à la valorisation de la flexibilité sur les réseaux électriques.....	12
2.1.1. Projet mené par Acciona (anciennement Eginov) (Dossier n°7412252).....	12
2.1.2. Projet mené par Elax Energie (Dossier n°14203610).....	13
2.1.3. Projet Reflex mené par Enedis	16
2.1.4. Projet mené par Renault et The Mobility House (Dossier n°14971766).....	18
2.2. Projets relatifs au raccordement des installations de production	20
2.2.1. Projet mené par la société Boralex (Dossier n°2046286).....	20
2.2.2. Projet mené par la société Fibre Excellence Provence.....	21
2.2.3. Projet mené par la société BayWa r.e. (Dossier n°2170430)	23
2.2.4. Projet mené par WPD (Dossier n°7470570).....	24
2.2.5. Projet Helio la Perrière mené par TotalEnergies (Dossier n°6677240)	26
2.3. Projet relatif au raccordement des stockages	27
2.3.1. Projet mené par Amarenco (Dossier n°6439550).....	27
3. Tableau récapitulatif des projets ayant bénéficié de dérogations depuis le lancement du dispositif.....	29

Synthèse

L'article 61 de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat¹ (ci-après « loi Energie-Climat ») a introduit un dispositif d'expérimentation (aussi appelé « bac à sable réglementaire ») dans le secteur de l'énergie afin que le cadre juridique puisse évoluer pour accompagner l'innovation. Ce dispositif permet d'expérimenter des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique. Il permet, sous certaines conditions, à l'autorité administrative ou à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), d'octroyer des dérogations temporaires aux porteurs de projets leur permettant de déroger aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux résultant des titres II, IV et V du livre III et des titres II, III et V du livre IV du code de l'énergie. Ce dispositif apporte un cadre juridique adapté aux projets, leur permettant de tester des innovations qui, sans cela, auraient nécessité des évolutions préalables du cadre réglementaire et législatif applicable.

Le présent rapport dresse l'état d'avancement des **31** projets ayant bénéficié de dérogations par la CRE ou la DGEC, ces dernières ayant octroyé respectivement 25 et 6 dérogations à ce jour, sur la base des informations communiquées par les porteurs de projets et les gestionnaires de réseaux concernés. Sur les 31 expérimentations susmentionnées :

- 5 sont en cours : elles utilisent leur(s) dérogation(s) pour mettre en œuvre des innovations et produisent des indicateurs (il s'agit des projets menés par [Acciona](#), [Boralex](#), [Fibre Excellence Provence](#), [Renault](#) et [WPD](#)) ;
- 2 dont les travaux nécessaires au lancement sont en cours ou en attente (il s'agit du projet [Helio la Perrière](#) de TotalEnergies et du projet mené par Linex Panneaux²) ;
- 21 sont désormais réalisables à droit constant, la réglementation ayant évolué, et ne relèvent donc plus du dispositif de « bac à sable » (17 projets d'injection de méthane de synthèse³, les projets menés par EDF⁴, [Amarengo](#) et [Elax Energie](#), et le projet Reflex mené par [Enedis](#)). Pour 18 de ces projets, les évolutions réglementaires ont eu lieu avant le début des expérimentations, ils n'ont donc pas produit d'indicateurs. 3 projets désormais réalisables à droit constant ont produit des indicateurs (celui d'Energos³, d'[Elax Energie](#) et [Reflex](#)) ;
- 1 est terminée (projet Netflex d'Engie³) ;
- 3 sont abandonnées (projets menés par Storengy³ par ailleurs réalisable à droit constant, SEM Energie Mayenne⁴ et [BayWa r.e.](#)).

L'avancement de chaque projet en cours ou s'étant clôturé en 2025 est détaillé dans ce rapport. Les analyses des projets clos antérieurement sont accessibles dans les précédents rapports^{3, 4, 5}. L'avancement des projets ayant obtenu des dérogations en 2026 sera détaillé dans le prochain rapport sur l'année 2026.

¹ [Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat](#)

² Dérogation octroyée en 2026 (l'avancement du projet ne sera donc pas détaillé dans ce rapport) par la DGEC dans sa [décision du 10 avril 2026 portant dérogation aux conditions d'accès aux réseaux pour le raccordement de l'installation de production d'électricité de Linex Panneaux](#)

³ Ces expérimentations se sont clôturées en 2023, les retours d'expérience ont été détaillés dans la [délibération n°2024-61 de la CRE du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

⁴ Cette expérimentation s'est clôturée en 2024, les retours d'expérience ont été détaillés dans la [Rapport du 27 mai 2025 de la CRE sur l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

⁵ [Délibération n°2022-295 de la CRE du 17 novembre 2022 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

Synthèse de l'avancement des projets

Messages généraux sur le dispositif bac à sable

Se saisir de l'opportunité du bac à sable

Le dispositif de bac à sable réglementaire permet à la CRE et à la DGEC d'octroyer des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations. Les expérimentations présentent un réel intérêt pour le système énergétique puisqu'elles permettent de tester des innovations en prévision d'une évolution du cadre réglementaire et législatif.

7 demandes ont été déposées en 2025 via la plateforme dédiée au dispositif⁶, soit 3 de plus qu'en 2024.

La CRE salue le nombre croissant de demandes de bac à sable qui traduit l'intérêt pour l'innovation, les smartgrids et les flexibilités. Elle réinvite donc tous les porteurs de projets innovants à se saisir de cet outil. La CRE considère notamment qu'il y a un intérêt fort à mener des expériences sur le développement de services de flexibilité pour les réseaux d'électricité comme de gaz, l'adaptation des marchés d'équilibrage à de nouveaux cas d'usage, ou encore les solutions de raccordement innovantes pour les stockages et les IRVE.

De plus, les porteurs de projets peuvent au besoin solliciter des échanges préalables avec les services de la CRE permettant d'évaluer la maturité du projet et d'échanger sur l'application des conditions du bac à sable réglementaire. Plus généralement, ces échanges sont l'occasion pour les services de la CRE d'accompagner des porteurs de projets innovants dans leurs réflexions et de donner des explications approfondies sur la réglementation existante.

Des expérimentations qui avancent bien, mais un suivi à améliorer

5 expérimentations sont en cours (dont 1 ayant démarré en 2025), c'est-à-dire qui utilisent leur(s) dérogation(s) pour mettre en œuvre des innovations et qui produisent des indicateurs. La CRE se réjouit du bon avancement de ces expérimentations durant l'année écoulée. **La CRE se réjouit également de constater que 3 expérimentations ne nécessitent plus de dérogations du fait d'évolutions réglementaires en 2025. La CRE estime que cela souligne l'intérêt et la pertinence du dispositif dans le contexte de mutation du système électrique.**

Les indicateurs de suivi transmis pour les expérimentations en cours sont en général de bonne qualité, avec toutefois quelques indicateurs manquants pour certains projets. **Cependant, la CRE note cette année une détérioration de la réactivité de certains porteurs de projet, avec quelques retards importants de transmission des indicateurs malgré plusieurs relances. La CRE rappelle que l'octroi d'une dérogation est conditionné à la transmission annuelle de ces indicateurs par les porteurs de projet, et que ces éléments sont nécessaires pour évaluer la pertinence des expérimentations.**

La CRE se réserve le droit, à l'avenir, de mettre fin à une expérimentation qui ne transmettrait pas ces indicateurs.

Des projets attendent encore une décision

Enfin, **20** projets sont en attente d'une décision, 14 pour des dérogations relevant uniquement des compétences de la DGEC, 3 relevant des compétences de la DGEC et de la CRE (dont 1 ayant obtenue une dérogation côté CRE), et 3 relevant uniquement des compétences de la CRE (qui sont en cours d'analyse par celle-ci). La CRE considère que le lancement de ces projets permettrait d'étudier les gains qu'ils peuvent apporter à la collectivité et au système énergétique. Les enseignements tirés de ces expérimentations pourraient ensuite permettre de mettre en place un cadre réglementaire plus souple et adapté aux besoins des acteurs et des réseaux, ces demandes visant notamment à faciliter l'insertion des EnR, du stockage et de la mobilité électrique : les innovations proposées doivent donc pouvoir être testées rapidement pour accompagner utilement cette évolution du secteur. **A cette fin, la CRE se tient prête dans la continuité des échanges en cours à partager toutes les informations qui**

⁶ [Dispositif d'expérimentation réglementaire : formulaire de candidature](#)

pourraient appuyer les analyses de la DGEC afin de lancer rapidement les expérimentations les plus pertinentes.

Projets relatifs à la valorisation de la flexibilité sur les réseaux électriques

Plusieurs expérimentations relatives à l'apport de flexibilité sur les réseaux électriques permettent de tester l'intérêt de mécanismes nouveaux ou de compléter des mécanismes existants.

Modulation à la hausse ou report de consommation dans les périodes de prix bas

Les expérimentations d'Acciona et d'Elax Energie permettent de valoriser sur les marchés une hausse ou un report de consommation avant ou après un effacement au moment le plus opportun pour le système, complétant ainsi le mécanisme de valorisation des effacements (NEBEF).

Les deux expérimentations diffèrent dans leur approche :

- Celle d'Acciona vise essentiellement à valoriser une hausse de la consommation sans piloter l'éventuelle baisse de consommation subséquente. La valorisation est fondée sur la différence entre le tarif de fourniture du client et le prix du marché spot.
- Celle d'Elax Energie vise en revanche à optimiser le couple effacement puis report de consommation en les plaçant de manière optimale pour le marché. La valorisation est fondée principalement sur les variations de prix du marché spot avec une dépendance moindre au tarif de fourniture du client.

Dans la continuité du retour d'expérience des expérimentations d'Acciona et Elax Energie pour l'année 2024⁷, ces expérimentations ont permis de confirmer l'intérêt de valoriser les hausses de consommation et ont été prises en compte dans la réflexion autour d'une généralisation.

La CRE se réjouit du fait que ces réflexions aient abouti à une évolution des règles NEBEF en nouvelles règles NEBCO (Notifications d'Echanges de Blocs de Consommation), incluant un cadre pour la valorisation des reports de consommation sur le modèle de l'expérimentation d'Elax Energie. Ces nouvelles règles ont été approuvées par la CRE en juillet 2025⁸ et sont entrées en vigueur en septembre 2025. Concernant le modèle de l'expérimentation d'Acciona, la valorisation de hausses nécessite des réflexions supplémentaires sur les modalités et le cadre réglementaire applicable, en concertation avec les différents acteurs du secteur.

La CRE estime que la méthode de contrôle du réalisé utilisé pour la valorisation des reports de consommation doit encore être fiabilisée. A ce titre, la CRE salue les efforts menés par Enedis pour améliorer la méthode des panels et demande à Enedis de poursuivre ces travaux avec les acteurs concernés.

Prise en compte des flexibilités dans le dimensionnement du réseau pour accueillir plus de production à réseau constant

Avec le projet **Reflex**, Enedis expérimente, grâce aux dérogations accordées par la DGEC en 2021, la **prise en compte de flexibilités pour optimiser le dimensionnement du réseau**. L'intérêt d'un tel dispositif réside dans la capacité **d'accueillir davantage d'énergie renouvelable à volume d'investissement constant**. Lors des deux précédents rapports annuels, la CRE avait appelé Enedis à « *accélérer le déploiement de Reflex sans attendre la fin de l'expérimentation* ». Début 2024, Enedis a présenté à la CRE un projet de généralisation progressive du projet Reflex s'appuyant sur une méthode de sélection des postes sources prioritaires. La première phase de généralisation (2025 – 2028) devrait rendre disponibles 600 à 800 MW de capacité sans attendre les travaux des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sur environ 50 postes sources (pour une centaine de transformateurs). **La CRE a acté la généralisation du projet Reflex**

⁷ [Rapport de la CRE sur l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire pour l'année 2024](#)

⁸ [Délibération n°2025-199 de la CRE du 23 juillet 2025 portant approbation des règles de marché harmonisées relatives à la valorisation explicite des effacements et de leurs dispositions générales](#)

dans le cadre de sa décision relative au tarif TURPE 7 HTA-BT⁹, en y associant une régulation incitative portant sur des objectifs de déploiement.

En outre, des contraintes sont apparues sur le réseau de transport d'électricité principalement dans le cadre du dimensionnement optimal de RTE. Dans certaines zones, la puissance pilotable en BT, HTA et HTB est insuffisante pour gérer ces contraintes. Le dimensionnement optimal sur le RPT et le RPD (Reflex) nécessite de s'assurer que les gestionnaires de réseau disposent des leviers de flexibilités suffisants et sécurisés contractuellement dans le cadre du raccordement. Cela rend nécessaire, localement, la possibilité de piloter les installations photovoltaïques en basse tension au moyen de dispositifs de pilotage.

La documentation technique de référence d'Enedis doit évoluer avant le 1^{er} octobre 2026 afin de prévoir notamment les critères de mise en place d'une commande à distance des projets qui seront applicables pour les futurs projets de production EnR en basse tension. Pour les projets ayant déjà obtenu une proposition de raccordement ou déjà raccordés en basse tension dans les zones présentant des contraintes, l'installation de ces dispositifs prévus par le code réseau *Requirement for Generators (RfG)* constitue le seul levier identifié permettant d'éviter de mettre les ouvrages en contraintes, lorsque les volumes injectés sur le réseau de transport excèdent les seuils d'évacuation des lignes HTB, ou lorsque la quantité de production dépasse les capacités des ouvrages du réseau de distribution, ce qui compromet la sécurité d'exploitation des réseaux. **Elle doit donc être mise en œuvre par Enedis dans les zones concernées.**

Projets relatifs au raccordement des installations de production

Plusieurs projets ont obtenu des dérogations à certains seuils et limites techniques afin d'explorer de nouvelles offres de raccordement en faveur d'une intégration plus rapide et à moindres coûts des EnR sur le réseau.

Limite technique à 17 MW pour être raccordé en HTA

La DGEC a permis le raccordement en HTA des projets de Boralex, de BayWa r.e. et de Fibre Excellence avec une puissance installée supérieure à 17 MW (seuil de raccordement au réseau public de distribution en HTA) sous condition de ne pas injecter plus de 17 MW. La stratégie de BayWa r.e. concernant leur projet hybride PV + éolien a évolué, conduisant le porteur de projet à raisonner indépendamment pour les projets éoliens et PV et donc à abandonner l'expérimentation début 2026. Du côté de Boralex et de Fibre Excellence, les travaux ont été finalisés respectivement en janvier 2025 et juin 2024 et les expérimentations ont pu débuter.

En 2025, aucune perturbation et aucun dépassement de puissance injectée n'ont été constatés sur le réseau d'Enedis pour ces deux projets.

Pour répondre à la forte demande d'évolution du seuil de 17 MW en particulier pour les projets hybrides PV + stockage, Enedis propose que la réglementation évolue (modification par la DGEC de l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020¹⁰ relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité) pour préciser :

- Pour les installations composées d'unités de production sans stockage :
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 250 kVA ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT (inchangé) ;
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 17 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) ;
- Aucune installation hybride ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque la somme de la puissance de décharge du stockage et de la puissance

⁹ [Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

¹⁰ [Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité - Légifrance](#)

maximale de production excède 25 MVA. La puissance de décharge du stockage ne doit pas dépasser 17 MVA. La puissance maximale de production ne doit pas dépasser 17 MVA.

La CRE, convaincue du potentiel d'optimisation des raccordements et donc du dimensionnement des réseaux :

- **Salue les travaux lancés par Enedis concernant le seuil de 17 MW et soutient la proposition de rehaussement du seuil à 25 MVA pour les sites hybrides.**
 - Considérant la nécessité de l'évolution du seuil pour les sites hybrides, **la CRE recommande à l'autorité administrative de modifier dès que possible l'arrêté du 9 juin 2020 pour passer la Puissance Installée maximale des installations hybrides à 25 MVA.**
 - Concernant le passage du seuil à 17 MVA pour les installations de production sans stockage, la CRE estime que cette évolution nécessite de poursuivre les analyses techniques. La CRE demande à Enedis de poursuivre les études pour connaître l'impact réel du changement du seuil de 17 MW actuel et de communiquer auprès des acteurs sur les résultats.
- **Renouvelle sa demande à Enedis d'étudier les autres cas de figures pour lesquels il pourrait être pertinent de questionner le seuil de Puissance installée maximale (EnR seules, stockage seul ...).** Ces études devront comprendre les analyses coûts-bénéfices (ACB) des possibles évolutions de la réglementation.

Offre de raccordement alternative avec prise en charge de coûts spécifiques par le demandeur

La CRE a permis à WPD d'obtenir un raccordement longue distance de la part d'Enedis à condition de prendre à sa charge le coût des pertes supplémentaires engendrées par cette solution, en comparaison avec la solution de raccordement de référence proposée initialement par Enedis (qui permettait de réduire les pertes mais limitait la puissance d'injection de l'installation). Le raccordement a été mis à disposition du porteur de projet à l'automne 2024 permettant à l'expérimentation de débuter. Les premiers résultats de l'expérimentation sont positifs : les gains liés à la puissance supplémentaire d'injection sont supérieurs aux coûts des pertes.

Compte tenu des résultats positifs de l'expérimentation menée par WPD (visant à s'écarter de la solution de raccordement classique lorsque l'acteur le demande pour optimiser son raccordement, tout en lui facturant l'ensemble des surcoûts pour le GRD liés à cette demande),

- **La CRE est favorable à l'étude d'offres de raccordement alternatives facturant les coûts supplémentaires (pertes, réseaux, gestion du système, etc.) engendrés par des conditions dérogatoires de raccordement au bénéfice du demandeur et sous réserve de la démonstration d'un bilan global favorable pour la collectivité.**
- **La CRE réitère sa demande à Enedis de travailler avec les acteurs à proposer de telles solutions, et sur la manière de les encadrer** (adaptation des barèmes de raccordement, nouvelles prestations annexes, etc.).

Projets relatifs au raccordement des stockages

Le développement de nouveaux usages, comme le stockage, qui sont capables de moduler leurs injections et soutirages en fonction des signaux de marchés, apparaissent autant comme un défi qu'une opportunité pour leur raccordement au réseau.

Nouvelles solutions de raccordement dédiées afin de tenir compte des besoins des stockeurs tout en exploitant leur potentiel de flexibilité

La dérogation accordée par la CRE en 2022 à Enedis et Amarenco a permis d'aboutir à une convention d'expérimentation signée en juin 2023 encadrant les modalités selon lesquelles Enedis pourra établir une offre de raccordement intelligente d'un stockage, dans une zone saturée en injection, prenant notamment en compte son caractère contracyclique et intégrant des limitations en cas de contrainte.

Amarenco a déposé sa première demande complète de raccordement en février 2024. Enedis a lancé l'étude de cette demande seulement en juin 2024. Les contraintes de raccordement du stockage ayant

lieu sur le réseau de transport, RTE a dû être impliqué dans le projet en août 2024. Les résultats des études réseaux de RTE n'ont été communiqués qu'en février 2025 : du fait de la présence importante de production éolienne sur la zone de raccordement du stockage, **des limitations sont possibles à l'injection à toute heure de la journée et à toute saison. Ainsi en l'état actuel, Enedis n'est pas en mesure de proposer une offre de raccordement présentant un profil de limitations horosaisonnier acceptable pour Amarenco.**

Par ailleurs, la délibération de la CRE TURPE 7 HTA/BT demande à Enedis de généraliser les offres de raccordement alternatives à modulation de puissance (ORA-MP) pour les stockeurs d'ici le 1^{er} août 2026 et pour l'ensemble des acteurs d'ici le 1^{er} août 2027. La documentation technique de référence (DTR) d'Enedis a évolué en ce sens en mars 2026 afin d'inclure les ORA-MP pour les projets de stockage dans des zones présentant des contraintes en injection. **La CRE salue cette évolution qui permet de prendre en compte le comportement contracyclique et la flexibilité des actifs de stockage. La CRE souligne l'importance des offres avec limitations, notamment en raison de l'augmentation importante de demandes de raccordements sur le réseau de transport d'électricité.**

La CRE demande à Enedis de proposer dès que possible ces offres dans les zones contraintes en soutirage et de poursuivre les travaux de généralisation à l'ensemble des acteurs notamment aux projets hybrides PV + stockage conformément au calendrier précisé dans la délibération TURPE 7.

La CRE demande également à RTE de mettre en place des gabarits pour des contraintes en soutirage et de travailler avec Enedis pour assurer leur répliquabilité sur le réseau de distribution.

Au-delà des freins réglementaires identifiés par les porteurs de projets dans le cadre du bac à sable, le développement des projets de production et de stockage est impacté par le phénomène de saturation contractuelle des files d'attente pour se raccorder au réseau.

En effet, l'électrification des usages, la croissance de la production décarbonée et le développement du stockage exerce une pression sans précédent sur la contractualisation de la capacité sur les réseaux électriques. Ces contraintes impliquent une accentuation des saturations locales, des délais de raccordement ou encore un accroissement de la complexité des procédures.

Dans ce contexte, la CRE salue les travaux menés par RTE et Enedis afin d'accélérer les raccordements aux réseaux et en particulier par RTE dans le cadre de la refonte des règles de raccordement. En effet, RTE a organisé une consultation publique du 27 janvier au 20 mars 2026, puis a lancé un nouveau cycle de concertations, du 13 avril jusqu'au 19 novembre prochain, avec les acteurs de marché au sein de groupes de travail du CURTE (comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité). Ces consultations visent à proposer à la CRE une évolution des procédures de raccordement d'ici la fin de l'année.

1. Introduction et historique du dispositif

L'article 61 de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat¹¹ (ci-après « loi Energie-Climat ») a introduit un dispositif d'expérimentation (aussi appelé « bac à sable réglementaire ») dans le secteur de l'énergie afin que le cadre juridique puisse évoluer pour accompagner l'innovation. Ce dispositif permet d'expérimenter des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique. Il permet, sous certaines conditions, à l'autorité administrative ou à la CRE, d'octroyer des dérogations temporaires aux porteurs de projets leur permettant de déroger aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux résultant des titres II, IV et V du livre III et des titres II, III et V du livre IV du code de l'énergie. Ce dispositif apporte un cadre juridique adapté aux projets, leur permettant de tester des innovations qui, sans cela, auraient nécessité des évolutions préalables du cadre réglementaire et législatif applicable.

La CRE a organisé deux guichets de candidatures au bac à sable réglementaire : un premier guichet du 15 juin au 15 septembre 2020 (41 projets candidats), et un second guichet du 15 septembre 2021 au 15 janvier 2022 (38 projets candidats). Parallèlement, la DGEC a également reçu deux candidatures¹² qui lui ont été directement adressées hors guichet. La CRE a annoncé dans sa délibération du 24 novembre 2022¹³ que le traitement des nouvelles demandes de dérogations dans le cadre du bac à sable réglementaire se ferait désormais au fur et à mesure de leur réception. Il n'y a donc plus de guichet et les porteurs de projets peuvent déposer leur dossier sur la plateforme de candidature au dispositif d'expérimentation réglementaire lorsqu'ils le souhaitent.

La CRE a réceptionné 29 dossiers depuis le lancement du traitement des demandes au fil de l'eau. Ce nombre plus réduit en comparaison du nombre de dossiers reçus lors des deux guichets résulte d'un premier filtrage en amont du dépôt des demandes par les porteurs de projets qui se renseignent sur leur éligibilité potentielle au dispositif. En effet, non contraints sur le calendrier comme cela était le cas avec les périodes d'ouverture des guichets, les porteurs de projets sollicitent des échanges préalables avec les services de la CRE permettant d'évaluer la maturité des projets et d'échanger sur l'application des conditions du bac à sable réglementaire. Plus généralement, ces échanges sont l'occasion pour les services de la CRE d'accompagner des porteurs de projets innovants dans leurs réflexions et de donner des explications approfondies quant à la réglementation existante. A l'issue de ces échanges préliminaires, les porteurs de projets sont invités à déposer des demandes formelles sur la plateforme dédiée.

Par deux délibérations en date du 5 novembre 2020¹⁴ et du 24 mars 2022¹⁵, la CRE a déclaré éligibles respectivement 20 puis 22 de ces projets candidats. Les 2 projets directement adressés à la DGEC ainsi que 28 projets reçus depuis novembre 2022 étaient également éligibles au dispositif. Parmi les 72 projets éligibles jusqu'à présent, 39 relèvent en tout ou partie de la compétence de la CRE et 56 relèvent en tout ou partie de la compétence de la DGEC.

¹¹ [Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat](#)

¹² Pour le projet Reflex par Enedis, et le projet de Fibre Excellence Tarascon

¹³ [Délibération n° 2022-299 de la CRE du 24 novembre 2022 portant modification de la délibération n° 2020-125 en date du 4 juin 2020 portant décision sur la mise en œuvre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat](#)

¹⁴ [Délibération n°2020-269 de la CRE du 5 novembre 2020 portant décision sur l'éligibilité des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du premier guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat](#)

¹⁵ [Délibération n°2022-90 de la CRE du 24 mars 2022 portant décision sur l'éligibilité des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du deuxième guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat](#)

Par deux délibérations en date du 11 mars 2021¹⁶ et du 30 juin 2022¹⁷, la CRE a accordé des dérogations respectivement à 9 puis 14 des 26 projets éligibles reçus lors des deux guichets relevant en tout ou partie de sa compétence. Depuis le début du traitement des demandes au fil de l'eau, la CRE a accordé deux nouvelles dérogations^{18 19}. À la date de la présente délibération, la DGEC a accordé des dérogations à 6 projets. 20 projets sont en attente d'une décision, 14 pour des dérogations relevant uniquement des compétences de la DGEC, 3 relevant des compétences de la DGEC et de la CRE (dont 1 ayant obtenue une dérogation côté CRE), et 3 relevant uniquement des compétences de la CRE (qui sont en cours d'analyse par celle-ci). Enfin 9 porteurs de projets ont vu leurs demandes refusées, 5 par la CRE (1 lors du premier guichet en 2021, 2 lors du deuxième guichet en 2022 et 2 depuis le début du traitement des demandes au fil de l'eau) et 4 par la DGEC.

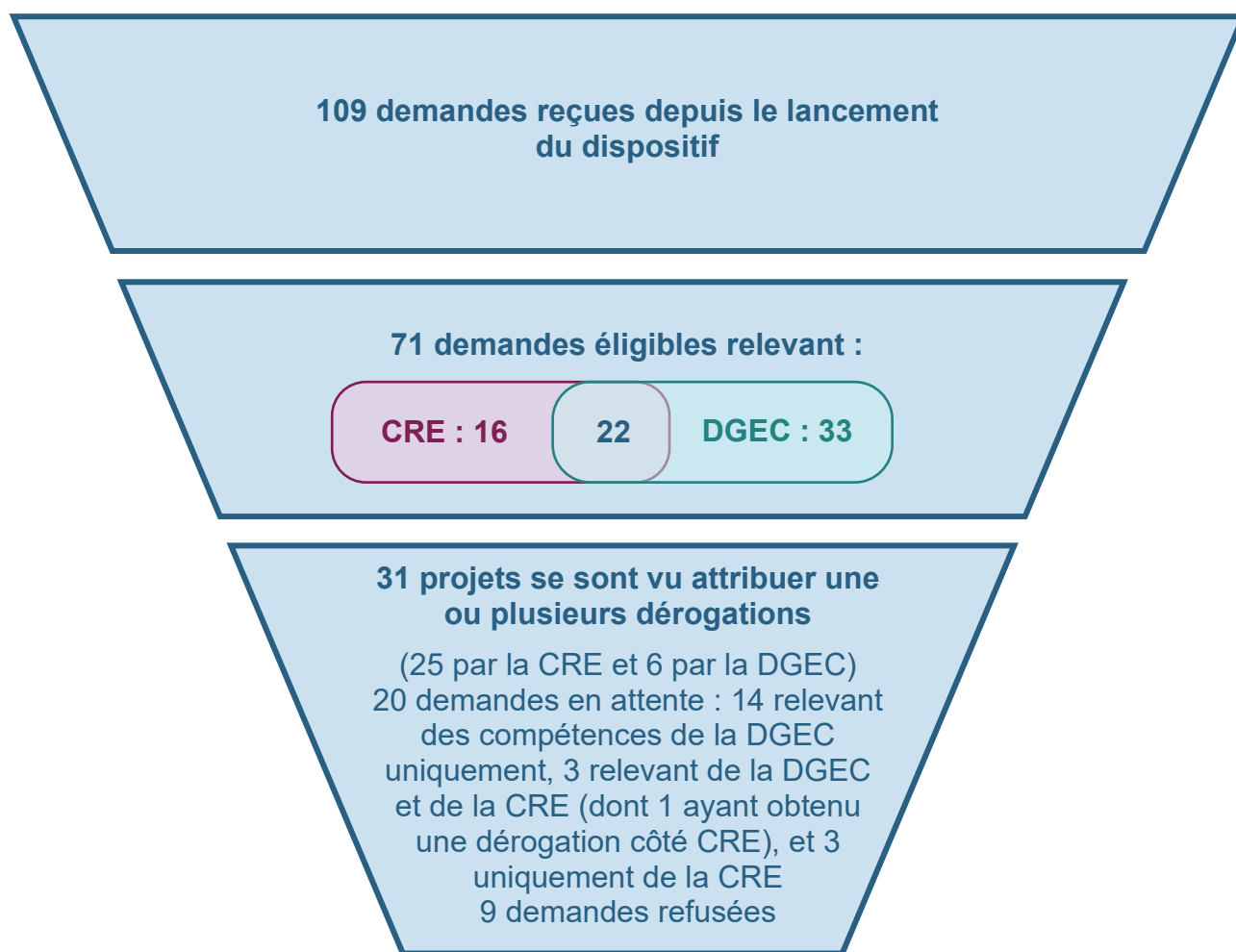


Figure 1 : Infographie historique bac à sable

¹⁶ Délibération n°2021-59 de la CRE du 11 mars 2021 portant décision sur l'octroi des dérogations des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du premier guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat

¹⁷ Délibération n°2022-191 de la CRE du 30 juin 2022 portant décision sur l'octroi des dérogations des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du deuxième guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat

¹⁸ Délibération n°2024-30 de la CRE du 1er février 2024 portant décision sur l'octroi d'une dérogation à Elax Energie dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat

¹⁹ Délibération n°2024-136 de la CRE du 10 juillet 2024 portant décision sur l'octroi d'une dérogation au projet porté par Renault SAS dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat

Les 31 projets qui se sont vu attribuer une ou plusieurs dérogations sont répartis comme suit :

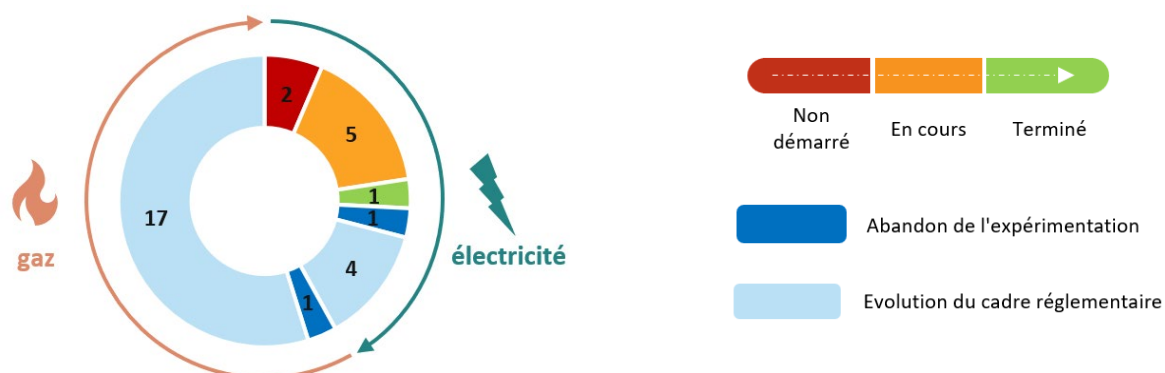


Figure 2 : Statut des expérimentations bénéficiant ou ayant bénéficié d'une dérogation depuis le lancement du dispositif et à date de la publication de ce rapport

Le paragraphe V de l'article 61 de la loi Energie-Climat confie à la CRE le rôle de publier chaque année un rapport sur l'avancement des expérimentations pour lesquelles une dérogation a été accordée. A l'issue des expérimentations, ces rapports permettront de réaliser un retour d'expérience et une évaluation visant à éclairer la décision de faire évoluer de manière durable le cadre législatif ou réglementaire, sur la base des indicateurs prévus lors de l'octroi des dérogations. La CRE a publié un premier rapport d'avancement²⁰ en 2022, un deuxième en 2024²¹ et un troisième en 2025²².

Le présent rapport dresse l'état d'avancement des 10 projets en cours en 2025 (sur les 31 projets ayant bénéficié d'une dérogation à la date de sa publication), sur la base des informations communiquées par les porteurs de projets et les gestionnaires de réseaux concernés. L'état d'avancement des projets ayant bénéficié d'une dérogation accordée en 2026 sera présenté dans le prochain rapport.

²⁰ [Délibération n°2022-295 de la CRE du 17 novembre 2022 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

²¹ [Délibération n°2024-61 de la CRE du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

²² [Rapport du 27 mai 2025 de la CRE sur l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire](#)

2. État d'avancement des expérimentations en cours

2.1. Projets relatifs à la valorisation de la flexibilité sur les réseaux électriques

2.1.1. Projet mené par Acciona (anciennement Eginov) (Dossier n°7412252)

Synthèse du projet

La société Acciona (anciennement Eginov) souhaitait pouvoir valoriser des augmentations ponctuelles de consommation via une symétrisation du mécanisme de notification d'échanges de blocs d'effacement (NEBEF), afin d'inciter les consommateurs à décaler leurs consommations aux périodes de prix les plus favorables.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa délibération n°2022-191 du 30 juin 2022, la CRE a autorisé la société Acciona, par dérogation aux règles NEBEF en vigueur, à valoriser par l'intermédiaire du mécanisme NEBEF des modulations de consommation de ses clients, à la hausse comme à la baisse, dans la limite d'un portefeuille défini en nombre et en puissance dans la convention d'expérimentation.

Calendrier et état d'avancement

Les dérogations ont été accordées pour une durée de 4 ans à compter du 1^{er} juillet 2023²³. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

Tableau 1 : Calendrier de l'expérimentation d'Acciona

Echéance	Objectif
T3 2022	Communication d'une proposition de modalités
T4 2022 – T1 2023	Validation des modalités de l'expérimentation par la CRE
T2 2023	Signature d'une convention d'expérimentation
T3 2023	Début de la dérogation
T3 2027	Fin de l'expérimentation

Suivi des indicateurs et analyse de CRE

L'expérimentation a débuté en août 2023.

En 2025, Acciona a valorisé 5.5 MWh d'effacements et a réalisé 305 MWh de modulations de consommation à la hausse, pour les clients de l'expérimentation, jusqu'à fin décembre 2025.

Les activations de ses sites ont permis de réaliser un bénéfice supplémentaire de [SDA] en 2025, dont la majorité a été redistribuée au client final.

Les volumes d'énergie concernés ainsi que les gains associés sont en baisse entre 2023 et 2024 du fait de l'évolution de l'activité des clients finaux d'Acciona.

La consommation est déplacée aux moments de moindre tension pour le système électrique et le client fait des économies.

²³ ibid

Les indicateurs pour les activations sur cette période sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Indicateurs de suivi de l'expérimentation de Acciona

Indicateurs	Données (année 2025)
Le nombre d'heures d'effacement et de hausses de consommation réalisées	Effacements : 18h Hausses : 48
Comparaison des courbes de charge et consommations totales des sites avec et sans valorisation des hausses de consommation	<i>Données non transmises à la CRE</i>
La quantité d'énergie valorisée à la hausse et à la baisse (maille annuelle)	Effacements : 5.5 MWh explicite Hausses : 305 MWh
Fiabilité de la flexibilité : volume réalisé rapporté au volume à réaliser	75% pour l'EDE 1 et 106% pour l'EDE 2
Les gains associés à chaque effacement et hausse de consommation	<i>Données transmises à la CRE</i>
Pour chaque effacement et hausse de consommation, le prix SPOT, le tarif de fourniture et le versement fournisseur associé	<i>Données transmises à la CRE</i>
Gains totaux issus de la flexibilité à la hausse et à la baisse	Effacements : [SDA] Hausses : [SDA]

Dans la continuité des résultats du dernier rapport, **les activations réalisées démontrent l'intérêt de l'expérimentation**, ainsi que la pertinence de la solution technique retenue pour placer la consommation au meilleur moment, en fonction de la disponibilité client. La valorisation est basée sur la différence entre le prix du marché spot et le tarif de fourniture du client. Cela se traduit par un gain financier pour Acciona ainsi que pour ses clients, et par une baisse de consommation, notamment en période de pointe lors de laquelle l'énergie est la plus carbonée.

Le retour d'expérience de cette expérimentation a été pris en compte dans la réflexion autour d'une valorisation des reports de consommation. La CRE se réjouit du fait que ces réflexions aient abouti à une évolution des règles NEBEF en nouvelles règles NEBCO (Notifications d'Echanges de Blocs de Consommation), incluant un cadre pour la valorisation des reports de consommation, qui ont été approuvées par la CRE par sa délibération n°2025-199 du 23 juillet 2025 et sont entrées en vigueur en septembre 2025. La valorisation des seules hausses nécessite des réflexions supplémentaires sur les modalités et le cadre réglementaire applicable, en concertation avec les différents acteurs du secteur. Le porteur de projet peut donc poursuivre son expérimentation jusqu'à la fin (2027).

2.1.2. Projet mené par Elax Energie (Dossier n°14203610)

Synthèse du projet

La société Elax Energie souhaite pouvoir valoriser des reports de consommation via le mécanisme de Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement (NEBEF).

Cette valorisation de hausses de consommation pourrait intervenir avant ou après l'effacement de ballons d'eau chaude que la société pilote (qui constituent majoritairement des sites profilés et à la marge des sites télérelevés) afin d'inciter les consommateurs à décaler leurs consommations aux périodes de moindre tension sur le système électrique.

Rappel des dérogations accordées

La CRE a, par sa délibération n°2024-30 du 1^{er} février 2024, accordé une dérogation aux règles NEBEF en vigueur en autorisant Elax Energie à valoriser des reports de consommation de ses clients par l'intermédiaire du mécanisme NEBEF.

Également, par dérogation notamment à la définition du « report de consommation » (paragraphe 1^{er} des règles – « Définitions »), Elax Energie pourra valoriser lesdits reports de consommation avant ou après un effacement.

Le portefeuille de clients concernés est à définir, en puissance, dans la convention d'expérimentation.

Calendrier et état d'avancement

Les dérogations ont été accordées pour une durée de 4 ans à compter du 1^{er} février 2024. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

Tableau 3 : Calendrier de l'expérimentation d'Elax Energie

Echéance	Objectif
T1 2024	Octroi de la dérogation
T2 2024	Début de la dérogation
T2 2024	Signature d'une convention d'expérimentation
T3 2024	Début de l'expérimentation
T3 2025	Fin de l'expérimentation

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

L'expérimentation a débuté en août 2024 et s'est achevée en septembre 2025 avec l'évolution du cadre réglementaire. De janvier à septembre 2025, Elax Energie a valorisé 2 715 MWh d'effacements associés à 1 571 MWh de reports. L'expérimentation concerne trois entités d'effacements qui ont réalisé les effacements et reports de consommation.

Ces activations ont permis à Elax Energie de réaliser un bénéfice supplémentaire de [SDA] en 2025. Les clients ont pu bénéficier de la gratuité de l'abonnement au boîtier Elax Energie, en plus des gains générés par l'optimisation de consommation offerte par ce dispositif.

Tableau 4 : Indicateurs de suivi de l'expérimentation de Elax Energie

Indicateurs	Données (janvier à septembre 2025)
Le nombre d'heures d'effacement et de reports de consommation réalisés	Effacements : 1 882 heures Reports : 1 105 heures
Comparaison des courbes de charge et consommations totales des sites avec et sans valorisation des hausses de consommation	Données non transmises à la CRE
La quantité d'énergie valorisée à la hausse et à la baisse	Effacements : 2 715 MWh Reports : 1 571 MWh
Fiabilité de la flexibilité : volume réalisé rapporté au volume à réaliser	Données non transmises à la CRE
Les gains associés à chaque effacement et report de consommation	Données transmises à la CRE
Pour chaque effacement et hausse de consommation, le prix SPOT et le versement fournisseur associé	Données transmises à la CRE
Gains totaux issus de la flexibilité à la hausse et à la baisse	Effacements : [SDA] Reports : [SDA]
Déformation de la pointe électrique en puissance au niveau des départs HTA auxquels les sites participant à l'expérimentation sont raccordés	[SDA]
Qualité de l'alimentation électrique au niveau des départs HTA auxquels les sites participant à l'expérimentation sont raccordés	[SDA]

Les activations réalisées démontrent l'intérêt de l'expérimentation ainsi que la pertinence de la solution technique retenue. Cela se traduit par un gain financier pour Elax Energie ainsi que pour ses clients et une baisse de consommation, notamment en période de pointe lors de laquelle l'énergie est la plus carbonée.

L'introduction de la valorisation du report a conduit à une augmentation des déplacements de consommation du fait de la rentabilité du report ainsi que d'une valorisation basée principalement sur les variations de prix du marché Spot avec une dépendance moindre au tarif de fourniture du client. Par ailleurs, la déclaration systématique des effacements permet de s'assurer qu'ils sont bien pilotés, et que l'expérimentation ne conduit pas à une hausse globale de la consommation.

Le retour d'expérience de cette expérimentation a pu en confirmer l'intérêt et a été pris en compte dans la réflexion autour d'une généralisation. La CRE se réjouit du fait que ces réflexions aient abouti à une évolution des règles NEBEF en nouvelles règles NEBCO (Notifications d'Echanges de Blocs de Consommation), incluant un cadre pour la valorisation des reports de consommation, qui ont été approuvées par la CRE par sa délibération n°2025-199 du 23 juillet 2025 et sont entrées en vigueur en septembre 2025. La CRE estime que la méthode de contrôle du réalisé utilisé pour la valorisation des reports de consommation doit encore être fiabilisée. A ce titre, la CRE salue les efforts menés par Enedis pour améliorer la méthode des panels et demande à Enedis de poursuivre ces travaux avec les acteurs concernés.
La dérogation octroyée à Elax Energie a pris fin au moment de cette généralisation avec un passage dans le régime général.

2.1.3. Projet Reflex mené par Enedis

Synthèse du projet

Enedis teste le recours aux flexibilités en tenant également compte du foisonnement entre production et consommation et du foisonnement interfilières pour optimiser le dimensionnement du réseau et permettre d'accueillir davantage d'énergie renouvelable à volume d'investissement constant. La prise en compte de ces flexibilités permettrait de raccorder 215 MW d'énergie renouvelable de plus qu'avec les règles classiques dans les zones d'expérimentation, sans investissements supplémentaires. Ainsi, certaines installations éoliennes et photovoltaïques pourront être raccordées sans attendre des travaux supplémentaires (notamment dans les postes sources) en contrepartie d'écètements ponctuels des producteurs.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 16 juillet 2021²⁴, la DGEC, par délégation de la ministre de la transition énergétique, a accordé une dérogation à l'article D. 342-23 du code de l'énergie permettant à Enedis de proposer des offres de raccordement intégrant l'optimisation des postes de transformation HTA / HTB et d'accélérer le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables en dégageant de nouvelles capacités de raccordement au-delà de ce que permettent les règles de dimensionnement classiques. Ceci est rendu possible par :

- L'effet du foisonnement entre les filières de production, essentiellement solaire et éolienne ;
- Le recours à des limitations ponctuelles de la puissance injectée dans les zones d'expérimentation (sous réserve de l'acceptation du producteur et en contrepartie d'une indemnisation ;
- Le recours au marché via les appels d'offres flexibilité locale.

L'expérimentation se déroule sur deux zones géographiques des Landes (6 postes sources concernés) et de Picardie (5 postes sources concernés), afin de prendre en compte la diversité des situations régionales due aux caractéristiques différentes des filières photovoltaïque et éolienne.

Calendrier et état d'avancement

La dérogation a débuté en juillet 2021 et s'est terminée en juillet 2025 avec le lancement de la généralisation de Reflex.

Au 31 décembre 2025, plus de 40 projets HTA et 180 projets BT d'une **puissance cumulée de 210 MW ont ainsi obtenu des offres de raccordement utilisant ces capacités supplémentaires. Reflex permet à ces producteurs de gagner 1 à 5 ans sur le délai de raccordement au réseau public de distribution.**

Seules des installations photovoltaïques d'une puissance cumulée de **9,2 MW ayant bénéficié d'offres au-delà du dimensionnement standard sont en service aujourd'hui**, ce qui explique que Reflex n'ait pour l'heure occasionné que **quelques limitations ponctuelles en 2025**. Les mises en service attendues en 2026 et 2027 se traduiront progressivement par un besoin de flexibilités plus significatif, ou à défaut par des limitations d'injection.

²⁴ [Décision du 16 juillet 2021 portant sur l'optimisation du dimensionnement des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension pour le raccordement au réseau de distribution des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables](#)

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

- Installations raccordées (au 31 décembre 2025) : 9,2 MW ;
- Evaluation du coût des travaux non engagés²⁵ : 11,6 M€ ;
- Energie non injectée²⁶ :

Tableau 5 : Energie Non Injectée en 2025

ENI 2024 (hors incidents, travaux)			
28 189 MWh			
Dont Reflex		Autre motif (contraintes RPT)	
671 MWh		27 518 MWh	
Indemnisée au 1 ^{er} janvier 2026	Reste à indemniser	Indemnisée au 1 ^{er} janvier 2026	Reste à indemniser
653 MWh (48 532 €)	18 MWh	9 349 MWh (325 337 €)	18 169 MWh

Dans les premiers rapports annuels d'avancement, la CRE avait appelé Enedis à « *accélérer le déploiement de Reflex sans attendre la fin de l'expérimentation* ». **Du fait de l'enjeu autour de ce projet, la CRE a introduit une régulation incitative portant sur les objectifs de déploiement de Reflex dans le cadre de sa décision sur le tarif TURPE 7 HTA-BT²⁷.** Si ces objectifs ne sont pas remplis, Enedis devra payer une pénalité d'un montant de -25 k€/mois et par transformateur en écart à la trajectoire, dans la limite de -4 M€/an.

Enedis a lancé une généralisation de Reflex selon le calendrier suivant :

- La première phase de généralisation (2025 – 2028) devrait rendre disponibles 600 à 800 MW de capacité sans attendre les travaux des S3REnR sur une centaine de transformateurs prioritaires (sur une cinquantaine de postes sources).
- La deuxième phase de généralisation (à partir de 2028) s'étendra à l'ensemble des postes sources pertinents grâce aux outils et méthodes industrielles développés d'ici là.

L'ouverture des demandes de raccordement pouvant bénéficier des capacités au-delà du dimensionnement standard sur ces postes-sources a débuté en juin 2025 avec 185 MW de capacités additionnelles ouvertes sur 28 transformateurs. Près de 190 MW ont à nouveau été ouverts en mars 2026 sur 31 transformateurs supplémentaires.

En outre, des contraintes sont apparues sur le réseau de transport d'électricité principalement dans le cadre du dimensionnement optimal de RTE. Dans certaines zones, la puissance pilotable en BT, HTA et HTB est insuffisante pour gérer ces contraintes. Le dimensionnement optimal sur le RPT et le RPD (Reflex) nécessite de s'assurer que les gestionnaires de réseau disposent des leviers de flexibilités suffisants et sécurisés contractuellement dans le cadre du raccordement. Cela rend nécessaire, localement, la possibilité de piloter les installations photovoltaïques en basse tension au moyen de dispositifs de pilotage.

La documentation technique de référence d'Enedis doit évoluer avant le 1^{er} octobre 2026 afin de prévoir notamment les critères de mise en place d'une commande à distance des projets qui seront applicables pour les futurs projets de production EnR en basse tension. Pour les projets ayant déjà obtenu une proposition de raccordement ou déjà raccordés en basse tension dans les zones présentant des contraintes, l'installation de ces dispositifs prévus par le code réseau précité, constitue le seul levier identifié permettant d'éviter de mettre les ouvrages en contraintes, lorsque les volumes injectés sur le réseau de transport excèdent les seuils d'évacuation des lignes HTB, ou lorsque la

²⁵ Sur l'ensemble des deux zones d'expérimentation.

²⁶ Ces limitations ont eu uniquement sur le poste de Rion des Landes.

²⁷ [Délibération n°2028-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

quantité de production dépasse les capacités des ouvrages du réseau de distribution, ce qui compromet la sécurité d'exploitation des réseaux. **Elle doit donc être mise en œuvre par Enedis dans les zones concernées.**

Au-delà du projet Reflex, les gestionnaires de réseaux mobilisent d'autres mécanismes pour développer les flexibilités. Enedis a ainsi développé des **appels d'offres « flexibilités locales »**²⁸ afin de mobiliser d'autres leviers pour gérer les congestions ponctuelles et limiter ainsi le volume d'énergie écrêtée.

De plus, RTE et Enedis souhaitent lancer une expérimentation d'un **portail d'achat de service de flexibilités en commun RPT/RPD** pour le réseau sur les territoires des Directions Régionales Pyrénées Landes et Languedoc Roussillon : l'objectif est de **tester l'appel au marché pour gérer les congestions réseaux**. La concertation sur les règles de marché support à cette expérimentation s'est achevée en mai. La CRE a approuvé les règles de marché proposées par RTE et Enedis le 22 juillet 2026. Les gestionnaires de réseaux visent un lancement à la fin de l'été.

La CRE salue les différents travaux menés sur le recours aux flexibilités pour optimiser la gestion des congestions sur le réseau.

2.1.4. Projet mené par Renault et The Mobility House (Dossier n°14971766)

Synthèse du projet

Renault SAS développe un service de recharge bidirectionnelle « Vehicle-to-Grid » (V2G) en courant alternatif sur ses véhicules. Ce service est commercialisé sous la marque « Mobilize » et propose (i) un chargeur embarqué bidirectionnel, (ii) une borne bidirectionnelle adaptée, (iii) un contrat d'électricité Mobilize fourni par son partenaire technologique The Mobility House et (iv) une application smartphone permettant au client de programmer la recharge. Ce projet vise les consommateurs domestiques et non domestiques raccordés en basse tension sur le réseau public de distribution en France métropolitaine.

Renault et son partenaire The Mobility House considèrent que la structure actuelle du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) pénalise la recharge bidirectionnelle avec réinjection sur le réseau (V2G), en facturant l'acheminement à partir de l'énergie soutirée sans prise en compte de l'injection. Dans une logique de reflet des coûts, ils souhaitent que soit pris en compte le bénéfice pour le réseau de distribution de l'injection à certaines périodes à travers une option dérogatoire du TURPE : l'injection sur le réseau en période de forte demande pourrait s'accompagner d'une réduction du montant du TURPE correspondant aux économies permises par la réduction des flux sur le réseau.

En outre, afin de permettre l'identification des flux injectés et soutirés par le véhicule électrique, il est nécessaire que les volumes appréhendés par la borne de recharge soient isolés de ceux du site de consommation dont la borne fait partie. Cela suppose l'installation d'un sous-compteur dédié et la prise en compte par le gestionnaire de réseau de ces volumes. L'article L. 353-9 du code de l'énergie prévoit dans ce cas qu'« *un dispositif de décompte de la consommation ou de la production d'électricité est installé par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité* ». Or, Renault souhaite installer lui-même ces compteurs, certifiés MID²⁹. **La CRE est favorable à l'octroi de la dérogation demandée du ressort de la DGEC.**

Ces deux expérimentations sont complémentaires mais néanmoins indépendantes l'une de l'autre. Les éléments ci-dessous concernent uniquement la dérogation tarifaire.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa délibération n°2024-136 du 10 juillet 2024, la CRE, par dérogation à la structure tarifaire fixée pour la période du TURPE 6 HTA-BT, permet à The Mobility House de choisir, pour ses clients BT, une option tarifaire dérogatoire. The Mobility House sera facturée par Enedis selon cette option, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, sur la base des courbes de charge des clients. La CRE a prévu le maintien du bénéfice de la dérogation accordée par cette délibération à ce projet sur la période TURPE 7 HTA-BT.

²⁸ Appels d'offres publiés sur le site <https://flexibilites-enedis.fr/>

²⁹ La Directive MID (Measuring Instruments Directive) 2004/22/CE régit la fabrication des instruments de mesure, y compris ceux utilisés pour le comptage électrique.

Le périmètre de l'expérimentation est initialement limité à 1 000 sites du portefeuille du fournisseur The Mobility House, raccordés au réseau Basse tension exploité par Enedis. À son initiative ou à la demande des acteurs, et selon les premiers résultats de l'expérimentation, le nombre de sites et la liste des fournisseurs bénéficiaires de la dérogation pourront être étendus par délibération de la CRE pour la durée de cette dérogation restant à courir.

Calendrier et état d'avancement

Enedis, Renault et The Mobility House ont travaillé à la mise en place de l'expérimentation et une convention d'expérimentation a été signée en juin 2025. Les grilles tarifaires leur ont été communiquées par la CRE en avril 2025, elles ont été publiées sur le site de la CRE³⁰. L'expérimentation a débuté au 1^{er} août 2025, et l'option dérogatoire s'applique depuis le mois de novembre.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

L'expérimentation a produit des indicateurs pour les mois de novembre et décembre 2025.

Tableau 6 : indicateurs de suivi de l'expérimentation de Renault et The Mobility House

Indicateurs	Données pour la période du 1 ^{er} novembre au 31 décembre 2025
Nombre de sites concernés par l'expérimentation	68 participants résidentiels avec une puissance souscrite ≤ 36 kVA sans installations d'autoproduction.
Economie réalisée sur la facture d'acheminement	En décembre : 3.7€/client Les données n'étaient pas encore disponibles pour calculer cet indicateur en novembre.
Volume d'énergie injectée sur le réseau³¹	Pointe : 6 226 kWh HPH : 2 723 kWh HCH : 2 338 kWh
Volume d'énergie soutirée sur le réseau³³	Pointe : 5 949 kWh HPH : 17 680 kWh HCH : 14 609 kWh
Souscription et résiliation des clients	[SDA]
Taux de satisfaction des clients	100% (opération transparente sans impact pour le client)
Comparaison des courbes de charge	[SDA]

Cette expérimentation est une étape structurante pour une meilleure intégration et valorisation de la flexibilité issue des véhicules électriques au bénéfice du réseau de distribution et du système électrique dans son ensemble. **Les premiers résultats sont encourageants : l'expérimentation permet d'injecter davantage et au bon moment pour le système électrique. Les gains sur la facture d'acheminement seront à confirmer lors des prochains retours d'expérience.**

L'opération est actuellement transparente pour les clients : ceux-ci ont accepté de participer à l'expérimentation sans contrepartie, Renault étudiant l'effet du nouveau tarif avant d'éventuellement

³⁰ <https://www.cre.fr/documents/deliberations/octroi-dune-derogation-au-projet-porte-par-renault-sas-dans-le-cadre-du-dispositif-dexpérimentation-reglementaire-prevu-par-la-loi-relative-a-lenergie-et-au-climat.html>

³¹ Valeurs à relativiser : données incomplètes pour une part importante des courbes de charge pendant cette phase d'inscription des clients et d'activation progressive de la collecte des courbes de charge.

reverser une part aux clients. Il serait intéressant de voir l'évolution en nombre de souscription à l'option dérogatoire dans le cas de la mise en place d'une répercussion pour les clients (cagnotte par exemple).

La dérogation relevant du ressort de la DGEC sur l'installation de sous-compteurs dédiés est toujours à l'étude. **La CRE encourage en ce sens la poursuite de l'analyse en cours par la DGEC pour mettre en œuvre rapidement cette différenciation des flux.**

2.2. Projets relatifs au raccordement des installations de production

2.2.1. Projet mené par la société Boralex (Dossier n°2046286)

Synthèse du projet

La société Boralex, producteur d'énergies renouvelables canadien, renouvelle deux parcs éoliens existants situés à Louville-la-Chenard (28150) en augmentant la puissance de ces installations. La puissance installée passe de 12 MW à 17,9 MW ce qui est supérieur à la limite de 17 MW par Point de livraison (PDL) autorisée sur le RPD. Cependant, Boralex prévoit d'injecter 17 MW au maximum, grâce à des écrêtements réalisés par un bridage dynamique au PDL.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 16 juillet 2021³², la DGEC, par délégation de la ministre de la transition écologique, a accordé une dérogation à l'article L. 322-8 du code de l'énergie et à l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Cette dérogation octroyée à Boralex autorise Enedis à raccorder ses installations de puissances installées supérieures à 17 MW, à condition de limiter la puissance injectée à 17 MW.

Calendrier et état d'avancement

La dérogation a débuté en mars 2022, avec la signature des Propositions Techniques et Financières (PTF) par Boralex pour des puissances installées de 17,9 MW mais des puissances injectables maximales de 14,5 MW. Ce bridage à 14,5 MW est dû à de nouvelles estimations par Enedis des puissances disponibles en raison de contraintes d'échauffement thermique sur les câbles existants. Cette contrainte est saisonnière : l'échauffement des câbles est plus important durant la période estivale et justifie la limitation de puissance en injection à 14,5 MW. Durant la période hivernale il n'y a pas de contrainte thermique sur ces câbles, qui peuvent laisser transiter jusqu'à 17 MW. Par conséquent, Enedis a proposé à Boralex des offres de raccordement intégrant des limitations ponctuelles à 14,5 MW. Hors contraintes, la puissance injectable peut atteindre 17 MW. Les travaux pour la mise en place de ces raccordements ont été finalisés en janvier et février 2025. L'expérimentation a donc réellement débuté début 2025.

La dérogation a pris fin en mars 2026, son renouvellement relevant du ressort de la DGEC est actuellement à l'étude.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

L'expérimentation produit des indicateurs depuis début 2025. **En 2025, aucune perturbation de la tension n'a été enregistrée.**

Tableau 7 : indicateurs de suivi de l'expérimentation de Boralex

Indicateurs	Données pour l'année 2025
Production injectée sur le réseau	Parc 1 : 29 346 MWh
	Parc 2 : 27 737
Production non injectée du fait de l'expérimentation	Parc 1 : 0.12 MWh
	Parc 2 : 0 MWh

³² [Décision du 16 juillet 2021 portant dérogation aux conditions d'accès aux réseaux pour le raccordement de deux installations de production d'électricité de Boralex](#)

Les pertes dues à l'expérimentation sont très faibles voire nulles. En effet, les deux parcs font partie d'un des programmes NAZA dans le cadre du dimensionnement optimal, et sont quasi systématiquement bridés par fort vent pour contraintes sur le RPT.

Les résultats délivrés par Boralex sont bons et permettent pour le moment de valider sa capacité à respecter les limites d'injection autorisées.

Pour répondre à la forte demande d'évolution du seuil de 17 MW (en particulier pour les projets hybrides PV + stockage), Enedis propose que la réglementation évolue (modification par la DGEC de l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020³³) pour préciser :

- Pour les installations composées d'unités de production sans stockage :
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 250 kVA ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT (inchangé) ;
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 17 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) ;
- Aucune installation hybride ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque somme de la puissance de décharge du stockage et de la puissance maximale de production excède 25 MVA. La puissance de décharge du stockage ne doit pas dépasser 17 MVA. La puissance maximale de production ne doit pas dépasser 17 MVA.

La CRE, convaincue du potentiel d'optimisation des raccordements et donc du dimensionnement des réseaux :

- **Salue les travaux lancés par Enedis concernant le seuil de 17 MW et soutient la proposition de rehaussement du seuil à 25 MVA pour les sites hybrides :**
 - Considérant la nécessité de l'évolution du seuil pour les sites hybrides, **la CRE recommande à l'autorité administrative de modifier dès que possible l'arrêté du 9 juin 2020 pour passer la Puissance Installée maximale des installations hybrides à 25 MVA ;**
 - Concernant le passage à 17 MVA, la CRE estime que cette évolution nécessite de poursuivre les analyses techniques. La CRE demande à Enedis de poursuivre les études pour connaître l'impact réel du changement du seuil de 17 MW actuel et de communiquer auprès des acteurs sur les résultats ;
- **Renouvelle sa demande à Enedis d'étudier les autres cas de figures tel que celui de Boralex qui présente pour le moment un retour d'expérience positif, pour lesquels il pourrait être pertinent de questionner le seuil de Puissance installée maximale (EnR seules, stockage seul ...).** Ces études devront comprendre les analyses coûts-bénéfices (ACB) des possibles évolutions de la réglementation.

2.2.2. Projet mené par la société Fibre Excellence Provence

Synthèse du projet

La société Fibre Excellence Provence SAS, producteur de pâte à papier, souhaite le maintien du raccordement au RPD dans le domaine de tension HTA d'une installation de production d'électricité à laquelle il sera ajouté une nouvelle unité de production portant la puissance totale de l'installation à 52 MW, en dépassement de la limite de 17 MW (limite de puissance installée, par point de livraison, pour se raccorder au RPD). L'installation de production alimente en effet une installation industrielle consommatrice d'électricité qui est une usine de production de pâte à papier. Les périodes et grandeurs de production et de consommation seront harmonisées afin que la puissance susceptible d'être injectée sur le réseau public ne dépasse jamais 17 MW.

³³ [Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité](#)

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 1^{er} juin 2021³⁴, la DGEC, par délégation de la ministre de la transition écologique, a accordé une dérogation à l'article L. 322-8 du code de l'énergie et à l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Cette dérogation octroyée à Fibre Excellence Provence autorise Enedis à répondre à la demande de raccordement de Fibre Excellence Provence pour porter à 52 MW la puissance installée au point de raccordement, à condition de limiter la puissance injectée à 17MW.

Calendrier et état d'avancement

La dérogation a débuté en février 2022, lorsque le porteur de projet a accepté la PTF d'Enedis.

Les travaux de raccordement ont été finalisés en avril 2024 et l'installation du producteur a été mise en service fin juin 2024.

La dérogation a pris fin en février 2026, son renouvellement relevant du ressort de la DGEC est actuellement à l'étude.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

Depuis la mise en service, il n'y a pas eu de dépassement de la puissance de raccordement en injection et aucune perturbation de tension n'a été constatée selon Enedis. Le tableau ci-dessous présente les données de la puissance nette injectée sur le réseau public de distribution au pas 10 minutes collectées au niveau du poste de livraison 17MW :

Tableau 8 : indicateurs de suivi de l'expérimentation de Fibre Excellence Provence

Valeur (en MW)	Année 2025
Moyenne	5,6
Minimum	0,0
Maximum	14,8
1 ^{er} quartile	3,0
Médiane	6,1
3 ^{ème} quartile	8,3

En outre, la production totale d'électricité fournie sur le réseau public pour l'année 2025 est de 49,3 GWh.

Les résultats délivrés par Fibre Excellence sont bons et permettent pour le moment de valider sa capacité à respecter les limites d'injection autorisées.

Pour répondre à la forte demande d'évolution du seuil de 17 MW (en particulier pour les projets hybrides PV + stockage), Enedis propose que la réglementation évolue (modification par la DGEC de l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020) pour préciser :

- Pour les installations composées d'unités de production sans stockage :
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 250 kVA ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT (inchangé) ;
 - Aucune installation de puissance installée supérieure à 17 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) ;
- Aucune installation hybride ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque somme de la puissance de décharge du stockage et de la puissance maximale

³⁴ [Décision du 1^{er} juin 2021 portant dérogation aux conditions d'accès aux réseaux pour le raccordement de l'installation de production d'électricité de Fibre Excellence Provence](#)

de production excède 25 MVA. La puissance de décharge du stockage ne doit pas dépasser 17 MVA. La puissance maximale de production ne doit pas dépasser 17 MVA.

La CRE, convaincue du potentiel d'optimisation des raccordements et donc du dimensionnement des réseaux :

- **Salue les travaux lancés par Enedis concernant le seuil de 17 MW et soutient la proposition de rehaussement du seuil à 25 MVA pour les sites hybrides :**
 - Considérant la nécessité de l'évolution du seuil pour les sites hybrides, **la CRE recommande à l'autorité administrative de modifier dès que possible l'arrêté du 9 juin 2020 pour passer la Puissance Installée maximale des installations hybrides à 25 MVA ;**
 - Concernant le passage à 17 MVA, la CRE estime que cette évolution nécessite de poursuivre les analyses techniques. La CRE demande à Enedis de poursuivre les études pour connaître l'impact réel du changement du seuil de 17 MW actuel et de communiquer auprès des acteurs sur les résultats ;
- Renouvelle sa demande à Enedis d'étudier les autres cas de figures pour lesquels il pourrait être pertinent de questionner le seuil de Puissance installée maximale (EnR seules, stockage seul ...). Ces études devront comprendre les analyses coûts-bénéfices (ACB) des possibles évolutions de la réglementation.

2.2.3. Projet mené par la société BayWa r.e. (Dossier n°2170430)

Synthèse du projet

La société BayWa r.e., filiale française d'un producteur d'énergies renouvelables allemand, souhaite optimiser le raccordement de trois installations de production éoliennes et photovoltaïques. La puissance installée (60,5 MW au total avec 33,6 MW d'éolien et 26,9 MW de photovoltaïques, répartis sur trois points de raccordement) serait supérieure à la limite de 17 MW par point de raccordement pour se raccorder au RPD.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 10 décembre 2021³⁵, la DGEC, par délégation de la ministre de la transition écologique, a accordé une dérogation à l'article L. 322-8 du code de l'énergie et à l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Cette dérogation octroyée à BayWa r.e. autorise Enedis à répondre à une demande de raccordement que déposera la société BayWa r.e. afin de raccorder trois installations d'une puissance installée supérieure à 17 MW par point de raccordement sur le réseau public de distribution exploité par Enedis, à condition de limiter la puissance injectée à 17 MW pour chaque point de raccordement.

Calendrier et état d'avancement

BayWa r.e. a signé des PTF ne nécessitant pas la dérogation octroyée, séparément pour la partie photovoltaïque le 29 mars 2023 (avec 2 points de livraison pour un total 27 MW) ainsi que pour la partie éolienne le 6 janvier 2025 (avec 2 points de livraison pour un total 18 MW). En effet, cela a permis de faire entrer BayWa r.e. dans la file d'attente du raccordement sans commencer l'expérimentation. En outre, comme indiqué dans la dernière édition du rapport, la partie éolienne du projet était en attente d'obtention d'autorisations (notamment environnementales), obtenues depuis, pour pouvoir faire une demande de raccordement.

Les mises à disposition du raccordement sont actuellement envisagées pour 2029 (du fait d'une extension de 10 km du réseau HTB et de la création d'un nouveau poste source).

³⁵ [Décision du 10 décembre 2021 portant dérogation aux conditions d'accès aux réseaux pour le raccordement de trois installations de production d'électricité de BayWa r.e. France](#)

BayWa r.e. souhaitait ensuite convertir ces PTF afin de raccorder ces 45 MW en 2 points de livraison. En l'absence de PTF émise en application de la dérogation accordée par la DGEC, l'expérimentation n'a pas débuté.

BayWa r.e. a abandonné l'expérimentation début 2026 : la stratégie sur ce projet hybride a évolué, conduisant le porteur de projet à raisonner indépendamment pour les projets éoliens et PV.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

L'expérimentation n'a pas produit d'indicateurs. L'expérimentation dans le cadre du bac à sable est abandonnée et le projet ne fera plus l'objet d'un suivi dans ce cadre.

La CRE regrette que cette expérimentation n'ait pu voir le jour et ainsi fournir des enseignements sur le foisonnement entre les filières éoliennes et solaires dans l'objectif d'optimiser le raccordement des énergies renouvelables.

2.2.4. Projet mené par WPD (Dossier n°7470570)

Synthèse du projet

WPD souhaitait raccorder un parc éolien de 14,4 MW au réseau d'Enedis. Une première PTF pour ce projet a été proposée à WPD pour 14,4 MW en juin 2019, mais la mise à disposition du raccordement était prévue pour 2027 (création d'un poste source nécessaire), délai incompatible avec le calendrier du projet. Le producteur a demandé à Enedis d'étudier un raccordement alternatif. Enedis a ainsi proposé un raccordement alternatif « longue distance » de 32 km sur deux câbles dont le coût s'est avéré incompatible avec la rentabilité du projet.

Une seconde solution alternative conforme à la Documentation Technique de Référence a donc été proposée au producteur : un nouveau départ direct d'un poste de transformation existant, sur un câble, qui ne permet d'évacuer que 11,4 MW de productible, en raison de problématique de tension haute³⁶. Les problématiques de tension haute pouvant être évitées si le parc consomme plus de puissance réactive. WPD a souhaité se voir proposer par Enedis une solution de raccordement pour une puissance de raccordement de 14,4 MW, assortie d'une augmentation de consommation de la puissance réactive. La consommation de davantage de puissance réactive permettra d'optimiser le raccordement pour le producteur EnR et d'en réduire le coût et le délai. Elle générera néanmoins davantage de pertes sur le réseau (estimés à +0.71 % par Enedis). L'optimisation du raccordement ne doit pas conduire à ce que le producteur soit rémunéré pour une énergie supplémentaire qui serait in fine perdue pour la collectivité. Afin d'assurer la neutralité du projet pour Enedis et la collectivité, il est nécessaire que les pertes supplémentaires soient prises en charge par le producteur.

Rappel des dérogations accordées

L'application, dans le cadre d'une solution de raccordement alternative, d'une plage de puissance réactive différente de celle prévue au paragraphe 4.2.6 de la documentation technique de référence (DTR) d'Enedis (Enedis-PRO-RES_05E) pour les nouveaux départs dédiés implique des pertes supplémentaires dont le coût doit être imputé au porteur du projet du parc éolien de Magnac-Laval.

L'application d'une telle solution pour le raccordement du parc éolien de Magnac-Laval porté par WPD était subordonnée à l'acceptation de ce dernier de prendre à sa charge les pertes supplémentaires générées par cette solution de raccordement.

Dans sa délibération n°2022-191 du 30 juin 2022, la CRE a autorisé que la compensation financière versée par le porteur de projet à Enedis équivalente aux pertes supplémentaires générées par la

³⁶ L'injection de puissance active conduit à une élévation de la tension au niveau du point d'injection. A puissance active constante, le soutirage de puissance réactive permet de limiter cette hausse de tension. Ainsi, la mise en place d'une régulation de la puissance réactive, soit en fonction de la tension (loi de type $Q = f(U)$), soit en fonction de la puissance active injectée (loi de régulation en tangente ϕ) permet de résoudre les problématiques de tension.

solution alternative de puissance réactive intègre les recettes perçues par Enedis lors du calcul annuel du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Calendrier et état d'avancement

WPD a reçu avant l'expérimentation une PTF de la part d'Enedis concernant le raccordement du parc éolien de Magnac-Laval limitée à 11.4 MW. Cette PTF a été signée en novembre 2021, celle-ci a donné lieu à une Convention de Raccordement en septembre 2023 signée par WPD. Enedis explique le retard d'envoi de cette convention de raccordement par les délais d'obtention des conventions de servitude, compte tenu de la longueur du raccordement. WPD a fait une demande de reprise d'étude le 17 octobre 2023 pour un avenant à cette convention de raccordement correspondant à une puissance de 14,4 MW. Cet avenant a été signé en juillet 2024 et la mise à disposition du raccordement a eu lieu en septembre 2024 permettant ainsi à l'expérimentation de débuter en octobre 2024.

La dérogation prendra fin le 31 décembre 2026.

Tableau 9 : Calendrier de l'expérimentation de WPD

Echéance	Objectif
T2 2022	Octroi de la dérogation
T1 2023	Début de la dérogation
T3 2024	Mise à disposition du raccordement
T3 2024	Mise en service
T1 2027	Fin de l'expérimentation

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

Les indicateurs disponibles pour l'année 2025 sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau 10 : Indicateurs de suivi de l'expérimentation de WPD

Indicateurs	Données pour l'année 2025
Suivi de la régulation d'énergie réactive	Un écart a été constaté pendant quelques jours (novembre/début décembre 2025) générant des élévations de tension sur le départ HTA : cet écart à la consigne et les élévations de tension associées ont été corrigés depuis
Taux de conformité niveau de tension contractuel	99,78 %
Energie supplémentaire injectée et gains associés	1 345 MWh / 101 792 € ³⁷
Pertes supplémentaires sur le réseau et coût associé	192 MWh (0,59 % du productible) / 15 727 € ³⁸
Bénéfices associés	1 153 MWh / 86 065 €

Ces indicateurs indiquent un bilan positif, avec un bénéfice de 1 153 MWh nets injectés correspondant à 86 065 € pour l'année 2025.

La conformité au niveau de tension contractuel est globalement respectée malgré un écart constaté pendant quelques jours fin 2025 sur l'un des départs HTA, qui a été corrigé.

³⁷ Calculé à partir des prix EPEX Spot au pas 10 min.

³⁸ Calculé à partir d'un coût de marché de l'électricité de long terme égal à 82 €/MWh (Cf. note Enedis-MOP-RES_002E).

Compte tenu des résultats positifs de l'expérimentation menée par WPD (visant à s'écarter de la solution de raccordement classique lorsque l'acteur le demande pour optimiser son raccordement, tout en lui facturant l'ensemble des surcoûts pour le GRD liés à cette demande),

- **La CRE est favorable à l'étude d'offres de raccordement alternatives facturant les coûts supplémentaires** (pertes, réseaux, gestion du système, etc.) **engendrés par des conditions dérogatoires de raccordement au bénéfice du demandeur et sous réserve de la démonstration d'un bilan global favorable pour la collectivité.**
- **La CRE réitère sa demande à Enedis de travailler avec les acteurs à proposer de telles solutions et sur la manière de les encadrer** (adaptation des barèmes de raccordement, nouvelles prestations annexes, etc.).

2.2.5. Projet Helio la Perrière mené par TotalEnergies (Dossier n°6677240)

Synthèse du projet

TotalEnergies, via la société de projet Helio La Perrière, souhaite optimiser le raccordement de deux installations de production d'électricité PV couplées à du stockage, lauréates d'un appel d'offres en 2017, situées sur la commune de Sainte-Suzanne à la Réunion (974). A cette fin, TotalEnergies a déposé une demande au second guichet du bac à sable en janvier 2022.

Afin d'accélérer et d'optimiser le raccordement de ses parcs, TotalEnergies souhaite bénéficier d'une offre de raccordement intelligente (ORI) via le recours à des écrêtements ponctuels. L'article 1^{er} de l'arrêté du 12 juillet 2021³⁹ impose que, dans le cadre d'un S2REnR, les écrêtements proposés dans une ORI ne puissent aller au-delà de 30 % de la puissance de raccordement demandée. L'ORI souhaitée par TotalEnergies pourrait conduire à dépasser ce seuil.

Rappel des dérogations accordées

Le 3 août 2023, la DGEC a accordé une dérogation⁴⁰ autorisant EDF SEI à proposer une offre de raccordement alternative à l'offre de référence, pour laquelle la puissance minimale non garantie en injection peut être supérieure à 30 % de la puissance de raccordement demandée et l'énergie écrêtée annuellement peut dépasser 5 % de la production annuelle des installations précitées, sans toutefois qu'elle ne dépasse 7 % de la production.

Calendrier et état d'avancement

À la suite de l'octroi de la dérogation, TotalEnergies a déposé une nouvelle demande de raccordement pour une offre de raccordement alternative à modulation de puissance (ORA-MP) et a obtenu une convention de raccordement en février 2024.

L'expérimentation n'a pas encore débuté, TotalEnergies ayant reporté le démarrage des projets au 1^{er} trimestre 2027.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

L'expérimentation n'a pas encore débuté : le porteur de projet est en attente de trouver une tarification et les travaux de raccordement sont donc suspendus pour l'instant. En conséquence, aucun indicateur n'est disponible à ce stade.

[SDA]

³⁹ [Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie](#)

⁴⁰ [Décision du 3 août 2023 portant dérogation aux conditions de raccordement et d'exploitation de deux installations de production d'électricité situées à Sainte-Suzanne \(La Réunion\)](#)

2.3. Projet relatif au raccordement des stockages

2.3.1. Projet mené par Amarenco (Dossier n°6439550)

Synthèse du projet

Amarenco développe un projet de stockage par batterie d'une puissance de 4 MW et d'une capacité de 8 MWh, dont la flexibilité sera valorisée sur les marchés et mécanismes de flexibilité classiques. Ce stockage serait situé à proximité d'un poste source saturé à l'injection, rendant le raccordement complexe et coûteux avec les études de raccordement classiques.

Amarenco souhaite optimiser le raccordement de ce stockage, en dérogeant aux hypothèses d'étude de raccordement définies dans la DTR d'Enedis. En effet, dans ses études, Enedis considère que le stockage doit pouvoir injecter une puissance égale à sa puissance de raccordement à chaque instant, y compris lorsque le réseau est saturé en injection.

Amarenco souhaite que soit pris en compte le caractère contracyclique de son installation de stockage et qu'Enedis réalise des études prenant comme hypothèses des courbes de fonctionnement prévisionnelles du stockage (qu'il s'engage à lui fournir) correspondant au comportement envisagé de l'actif.

Rappel des dérogations accordées

Reconnaissant que le caractère contracyclique des stockages peut permettre un dimensionnement plus optimisé des réseaux et faciliter le développement des énergies renouvelables, la CRE, dans sa délibération du 30 juin 2022, a demandé à Enedis de déroger à ses procédures « Enedis-PRO-RES_06E » et « Enedis-PRO-RES_67E » pour étudier le raccordement de ce stockage de 4 MW. Enedis doit baser ses études sur des hypothèses fournies par Amarenco et transmettre les résultats à la CRE. Si les études confirment la faisabilité et la pertinence technico-économique du projet, Enedis lui proposera une offre de raccordement alternative.

Calendrier et état d'avancement

Tableau 11 : Calendrier de l'expérimentation d'Amarenco

Echéance	Objectif
T1 2023	Début de la dérogation
T2 2023	Signature d'une convention d'expérimentation
T1 2024	Dépôt de la 1 ^{ère} DAR complète
T1 2025	Retour sur la 1 ^{ère} DAR
T1 2026	Fin de l'expérimentation

Amarenco et Enedis se sont entendus et ont signé une convention d'expérimentation en juin 2023. Des retards importants dans le traitement de ce dossier ont été constatés depuis :

- Amarenco a déposé une demande complète de raccordement en février 2024 ;
- Enedis a lancé l'étude de cette demande seulement en juin 2024. Les contraintes de raccordement ayant lieu sur le réseau HTB, RTE a dû être impliqué dans le projet et a été sollicité en août ;
- Les résultats des études réseaux de RTE n'ont été communiqués qu'en février 2025 : du fait de la présence importante de production éolienne sur la zone, des limitations sont possibles à l'injection à toute heure de la journée et à toute saison.

Ainsi en l'état actuel, étant données les caractéristiques de la première zone étudiée pour ce projet, Enedis n'est pas en mesure de proposer une offre de raccordement présentant un profil de limitations horo-saisonnières acceptable pour Amarenco.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

Aucun indicateur n'est donc disponible, néanmoins **ce projet illustre les enjeux de coordination GRT/GRD pour le développement de la flexibilité ainsi que l'apport d'une gestion dynamique des limitations par rapport aux gabarits statiques dans des zones où la contrainte n'est pas prévisible. Par ailleurs, la CRE regrette qu'Amarenco et Enedis n'aient pas fait preuve de plus d'anticipation depuis le départ du projet qui se traduit par l'avancement limité de l'expérimentation et le faible nombre d'enseignements tirés trois ans après l'octroi de la dérogation.**

En fin d'année 2025, après des travaux en lien avec RTE, Enedis a lancé une concertation des acteurs de stockage pour faire évoluer sa DTR et proposer des ORA-MP aux stockeurs HTA. Cette évolution de la DTR répond notamment à l'action prioritaire introduite en TURPE 7 HTA-BT demandant à Enedis de proposer des ORA-MP aux stockeurs HTA d'ici le 1^{er} août 2026.

La nouvelle DTR d'Enedis est entrée en vigueur le 11 mars 2026. En fonction des contraintes techniques et des caractéristiques de la zone RPT, Enedis peut maintenant proposer aux acteurs une offre à gabarit ou une offre avec un volume d'heures de limitations. Amarenco peut donc s'intégrer dans ce processus.

Le frein faisant l'objet de la dérogation a été levé par l'évolution de la DTR d'Enedis : cette évolution met donc fin à l'expérimentation d'Amarenco.

La CRE salue l'évolution de la DTR d'Enedis qui permet de prendre en compte le comportement contracyclique et la flexibilité des actifs de stockage. La CRE souligne l'importance des offres avec limitations, notamment en raison de l'augmentation importante de demandes de raccordements sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

La CRE demande à Enedis de proposer au plus vite ces offres dans les zones contraintes en soutirage et de poursuivre les travaux de généralisation à l'ensemble des acteurs notamment aux projets hybrides PV + stockage conformément au calendrier précisé dans la délibération TURPE 7.

La CRE demande également à RTE de mettre en place des gabarits pour des contraintes en soutirage et de travailler avec Enedis pour assurer leur répliquabilité sur le réseau de distribution.

3. Tableau récapitulatif des projets ayant bénéficié de dérogations depuis le lancement du dispositif

Liste à date des projets bénéficiant ou ayant bénéficié de dérogations :

Société	Date demande	Synthèse	Autorité compétente	Premier Guichet			Date Décision	Début de la dérogation	Fin de la dérogation
				Décision CRE	Décision DGEC				
EDF	15/09/20	Optimisation de la valorisation d'une batterie	CRE	Dérogation	N/A		11/03/21	31/03/2023	Règles SSYf de 2023
Engie B2C	15/09/20	NETFLEX : TURPE à pointe mobile	CRE	Dérogation	N/A		11/03/21	01/02/22	31/07/23
Energio	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	15/11/21	Évolution du cadre réglementaire
SAS GDL / Quairos	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Pyrogazéification)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	15/11/21	Évolution du cadre réglementaire
PMMCU	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	31/12/21	Évolution du cadre réglementaire
Pau Béarn Pyrénées	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	03/12/21	Évolution du cadre réglementaire
Storengy	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Méthycentre)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	24/06/21	Évolution du cadre réglementaire
Storengy	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Hyaunais)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	Abandon de l'expérimentation	
SAS HYMOOV	15/09/20	Injection méthane de synthèse (Méthanation et Pyrogazéification)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre		11/03/21	01/06/21	Évolution du cadre réglementaire
Boralex	15/09/20	Raccordement optimisé	DGEC	N/A	Dérogation		16/07/21	02/03/22	01/03/26
BayWa r.e.	15/09/20	Raccordement optimisé	DGEC	N/A	Dérogation		10/12/21	Abandon de l'expérimentation	

Société	Date demande	Synthèse	Second Guichet					
			Autorité compétente	Décision CRE	Décision DGEC	Date Décision	Début de la dérogation	Fin de la dérogation
Acciona (anciennement Eginov)	15/01/22	Flexibilité de la consommation à la hausse via NEBEF	CRE	Dérogation	N/A	30/06/22	01/07/23	30/06/27
SEM Energie Mayenne	15/01/22	Reconnaitre le stockage de gaz comme un investissement réseau pour créer un modèle de rémunération de la flexibilité	CRE	Dérogation	N/A	30/06/22	Abandon de l'expérimentation	
WPD	15/01/22	Optimisation de raccordement par modification de la plage de réactif	CRE	Dérogation	N/A	30/06/22	01/01/23	31/12/26
SAS HYMOOV	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
SAS HYMOOV	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
SAS HYMOOV	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
SAS HYMOOV	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
Bordeaux Metropole Energies	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
Arkolia Energies	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
Enosis	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
CUMA des éleveurs du Bergeracois	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
SIAH CROULT ET PETIT ROSNE	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Évolution du cadre réglementaire
SEMARDEL	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Pyrogazéification CSR)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/24	Évolution du cadre réglementaire
AFR 20 / Amarenco	15/01/22	Offre de raccordement alternative pour les stockages	CRE	Dérogation	N/A	30/06/22	31/03/23	11/03/26

Rapport n°2026-09

22 juillet 2026

HELIO LA PERRIERE	15/01/22	Raccordement optimisé via bridage dynamique en ZNI	DGEC	N/A	Dérogation	03/08/23	01/02/24	01/02/28
--------------------------	----------	--	------	-----	------------	----------	----------	----------

Demandes déposées directement auprès de la DGEC								
Société	Date demande	Synthèse	Autorité compétente	Décision CRE	Décision DGEC	Date Décision	Début de la dérogation	Fin de la dérogation
Fibre excellence Provence SAS	-	Optimisation d'un raccordement HTA	DGEC	N/A	Dérogation	01/06/21	07/02/22	07/02/26
Enedis	-	REFLEX	DGEC	N/A	Dérogation	23/07/21	23/07/21	23/07/25

Demandes au fil de l'eau								
Société	Date demande	Synthèse	Autorité compétente	Décision CRE	Décision DGEC	Date Décision	Début de la dérogation	Fin de la dérogation
Elax Energie	06/10/2023	Valoriser le report de consommation dans le cadre des effacements	CRE	Dérogation	N/A	01/02/24	01/05/24	01/09/25
Linex Panneaux	08/12/2023	Permettre le raccordement d'une unité de cogénération dont la puissance installée est de 21,6 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	Dérogation	10/04/26	Signature de la PTF	-
Renault	21/12/2023	Développement d'un cadre réglementaire favorable au véhicule-to-grid (V2G)	CRE & DGEC	Dérogation	En attente	10/07/2024	01/08/2025	31/07/29