

DÉLIBÉRATION N°2024-61

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

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 et installations 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 présente délibération dresse l'état d'avancement des **29** projets ayant bénéficié de dérogations par la CRE à date de publication de ladite délibération. Sur ces 29 expérimentations susmentionnées bénéficiant d'une dérogation, les travaux nécessaires pour le lancement de 9 expérimentations ont débuté, une expérimentation est en cours et produit des indicateurs, une expérimentation a été suspendue par le porteur de projet (pour des raisons d'équilibre financier de l'expérimentation), 15 expérimentations sont désormais réalisables à droit constant et ne relèvent plus du présent dispositif réglementaire, 2 expérimentations sont terminées et une expérimentation a été abandonnée.

Synthèse de l'avancement des projets

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** (comme l'intégration de la pointe mobile dans les tarifs d'acheminement en basse tension à travers le projet **Netflex d'Engie** qui s'est terminé en mars 2023) **ou de compléter des mécanismes existants**, comme celui de l'effacement - NEBEF (en intégrant la possibilité de valoriser une hausse ou report de consommation avant ou après un effacement au moment le plus opportun pour le système via les expérimentations d'**Eqinov** et d'**Elax Energie**). L'expérimentation Netflex n'a pas permis de démontrer l'intérêt d'un recours à une pointe mobile dans les tarifs d'acheminement en basse tension, mais a néanmoins apporté des enseignements sur le calibrage de l'attractivité relative d'une option à pointe mobile vis-à-vis d'une option classique. Les premiers retours sur l'expérimentation d'Eqinov sont positifs, et ces résultats devront être confirmés, et complétés par ceux d'Elax Energie, l'année prochaine. Ils s'inscrivent dans un contexte de réflexions en cours sur la symétrisation du mécanisme NEBEF sur laquelle RTE mène actuellement des concertations avec les opérateurs d'effacement.

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

En outre, 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**. Du fait de retard dans la mise en service des projets éoliens et solaires bénéficiant de ces capacités d'accueil supplémentaires, Enedis a dû retarder ses appels au marché pour contractualiser des services de flexibilité locale dans les zones d'expérimentation. Cependant, cela n'a pas empêché **Enedis de prévoir une généralisation progressive de l'expérimentation**, à savoir une première phase de généralisation avec le déploiement de Reflex sur une centaine de transformateurs entre 2025 et 2027, puis une seconde phase de généralisation à partir de 2028 à l'ensemble des postes sources pertinents grâce aux outils et méthodes industrielles développées. **La CRE accueille favorablement ces engagements et ce calendrier.**

Projets relatifs au raccordement des énergies renouvelables (EnR)

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

- La DGEC a ainsi permis le raccordement des projets de Boralex et de Baywa.re avec une **puissance installée supérieure à 17 MW** sous condition de ne pas injecter plus de 17MW. Le projet de Boralex produira de premiers indicateurs en 2024, quant à Baywa r.e., ils attendent encore l'obtention d'autorisations environnementales ce qui entraîne un retard significatif pour le projet.
- La DGEC a aussi permis à TotalEnergies de **déroger aux conditions encadrant les Offres de Raccordement Alternatives à Modulation de Puissance (ORA-MP)** en août 2023, le projet devrait être mis en service début 2025.
- 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**, le raccordement devrait être mis à disposition du porteur de projet à l'automne 2024.

Projets relatifs au raccordement des stockages et consommateurs

L'électrification de l'**industrie**, et le développement de nouveaux usages comme le **stockage stationnaire** aux caractéristiques différentes des EnR et des consommateurs traditionnels apparaissent autant comme un défi qu'une opportunité pour leur raccordement au réseau. C'est en ce sens que **des dérogations ont été accordées afin de tester de nouvelles solutions de raccordement dédiées à ces cas d'usage afin de tenir compte de leur besoin tout en exploitant leur potentiel de flexibilité**.

La dérogation accordée par la CRE lors du second guichet à **Enedis** et **Amarengo** a permis d'aboutir à une convention d'expérimentation signée en juin 2023 qui encadre les modalités selon lesquelles Enedis pourra établir une **offre de raccordement intelligent pour un stockage prenant notamment en compte son caractère contracyclique**. De premiers résultats seront disponibles courant 2024 lorsqu'Enedis rendra ses premières études à la suite de la première Demande Anticipée de Raccordement (DAR), intégrant des profils de fonctionnement du stockage, déposée par Amarengo fin 2023.

Projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz

Grâce à l'octroi des dérogations accordées par la CRE à des projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux, **GRDF a pu conduire une série d'analyses et d'études théoriques requises en amont du raccordement de ces installations et nécessaires pour assurer une injection dans le réseau public de distribution en toute sécurité**. A date, seul le projet porté par **Energio** a été mis en service et a réalisé une injection de méthane de synthèse dans le réseau de distribution exploité par GRDF. Le projet étant un démonstrateur à vocation expérimentale, cela explique la rapidité de la mise en service ainsi que le caractère temporaire de l'installation et des injections. **Cette expérimentation confirme donc la faisabilité technique de l'injection de méthane de synthèse dans le réseau de distribution**.

Par ailleurs, la CRE constate que le cadre réglementaire a récemment évolué, permettant d'ores et déjà à ces projets, initiés dans le cadre du bac à sable réglementaire, d'être généralisés. **Néanmoins, ces projets sont dans l'attente de mesures, qui ne relèvent plus de la logique du bac à sable réglementaire** notamment la publication de l'arrêté définissant le seuil de qualification d'un gaz bas-carbone, et la publication d'un tarif d'achat dédié à ces nouvelles filières.

Projet relatif à la flexibilité sur les réseaux de gaz

Le développement d'installations de production de gaz (biométhane, gaz renouvelable ou bas carbone) peut nécessiter de renforcer le réseau (maillage ou rebours) et s'avérer ainsi long et coûteux, freinant ainsi le développement de ces installations. **En alternative à ces investissements, le recours par le gestionnaire de réseau à un service de flexibilité peut s'avérer plus pertinent.** C'est l'objectif de la dérogation octroyée par la CRE à GRDF et SEM Energie Mayenne. Cependant en l'absence de décision d'investissement de la part du porteur de projet pour la station de BioGNV, qui doit apporter le service de flexibilité, l'expérimentation n'a pu débuter.

L'avancement détaillé de chaque projet est disponible en annexe de cette délibération.

Messages généraux sur le dispositif bac à sable

La CRE constate un avancement général satisfaisant des projets, et se réjouit de l'implication des gestionnaires de réseaux aussi bien de gaz que d'électricité dans l'accompagnement de ces projets. Néanmoins, les délais induits par l'obtention d'autorisations (environnementales, travaux) retardent significativement certaines expérimentations (comme celles de BayWa r.e., de WPD ou encore de Fibre Excellence Provence) ce qui limite la vocation du bac à sable réglementaire à faciliter la mise en place de solutions innovantes.

Enfin, **15** projets sont en attente de décision, 13 pour des dérogations relevant uniquement des compétences de la DGEC, et 2 relevant des compétences de la DGEC et de la CRE. La CRE considère que ces projets, concernant notamment le développement d'un cadre réglementaire favorable au *vehicle-to-grid* (V2G) ou l'insertion des installations PV en basse tension dans des zones saturées, autorisant le décompte par des tiers ou encore testant la logique d'*opt-out* pour la collecte des courbes de charge, peuvent apporter de réels gains à la collectivité et au système énergétique. En effet, les enseignements tirés de ces expérimentations doivent *in fine* permettre de mettre en place un cadre réglementaire plus souple et adapté aux besoins des acteurs et des réseaux. **La CRE se tient prête à partager toutes les informations qui pourraient appuyer les analyses en cours de la DGEC afin de lancer rapidement les expérimentations les plus pertinentes.**

Conformément au paragraphe V de l'article 61 de la loi Energie-Climat, la CRE publiera chaque année un bilan d'avancement des dérogations attribuées. L'analyse des résultats des expérimentations doit permettre d'analyser la pertinence de faire évoluer de manière pérenne le cadre réglementaire ou de régulation pour généraliser les dérogations accordées. Si la communication et les échanges se déroulent globalement sans encombre avec les gestionnaires de réseaux et les porteurs de projets, la CRE a noté quelques difficultés avec certains porteurs de projets pour obtenir un retour et des informations sur l'avancement des expérimentations. **La CRE rappelle que le partage de ces informations est obligatoire et une condition nécessaire au maintien des dérogations obtenues.**

Le présent rapport dresse l'état d'avancement des 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 après sa publication sera présenté dans le prochain rapport.

Communication de la CRE

Le dispositif de bac à sable réglementaire permet à la Commission de régulation de l'énergie (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. **La CRE réinvite tous les porteurs de projets innovants à se saisir de cet outil.** 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.

La présente délibération dresse l'état d'avancement des **29** projets ayant bénéficié de dérogations par la CRE à date de publication de ladite délibération. La CRE constate un état d'avancement général satisfaisant des projets, et se réjouit de l'implication des gestionnaires de réseaux aussi bien de gaz que d'électricité dans l'accompagnement de ces projets.

S'agissant des projets relatifs à la valorisation des flexibilités pour le réseau électrique, la CRE accueille favorablement les engagements et le calendrier de généralisation du projet particulier Reflex présentés par Enedis, à savoir une première phase de généralisation avec le déploiement de Reflex sur une centaine de transformateurs entre 2025 et 2027, puis une seconde phase de généralisation à partir de 2028 à l'ensemble des postes sources pertinents grâce aux outils et méthodes industrielles développées.

S'agissant des projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux, la CRE constate que le cadre réglementaire a récemment évolué, permettant d'ores et déjà à ces projets, initiés dans le cadre du bac à sable réglementaire, d'être généralisés. Néanmoins, ces projets sont dans l'attente de mesures qui ne relèvent plus de la logique du bac à sable réglementaire, notamment la publication de l'arrêté définissant le seuil de qualification d'un gaz bas-carbone et la publication d'un tarif d'achat dédié à ces nouvelles filières.

Enfin, **15** projets sont en attente de décision, 13 pour des dérogations relevant uniquement des compétences de la DGEC, et 2 relevant des compétences de la DGEC et de la CRE. **La CRE considère que certains de ces projets peuvent apporter des gains importants à la collectivité et au système énergétique et se tient prête à partager toutes les informations qui pourraient appuyer les analyses en cours de la DGEC afin de lancer rapidement les expérimentations les plus pertinentes.**

Si la communication et les échanges se déroulent globalement sans encombre avec les gestionnaires de réseaux et les porteurs de projets, la CRE a noté quelques difficultés avec certains porteurs de projets pour obtenir un retour et des informations sur l'avancement des expérimentations. **La CRE rappelle que le partage de ces informations est obligatoire et une condition nécessaire au maintien des dérogations obtenues.**

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 28 mars 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe : Rapport 2024 sur l'avancement des expérimentations dans le cadre du dispositif réglementaire bac à sable

Table des matières

1. Historique du dispositif	6
2. État d'avancement des expérimentations en cours.....	8
2.1. Projets relatifs à la flexibilité sur les réseaux électriques.....	8
2.1.1. Projet Netflex mené par la société Engie (Dossier n°3000000)	8
2.1.2. Projet mené par Equinov (Dossier n°7412252).....	11
2.1.3. Projet Elax Energie (Dossier n°14203610)	12
2.1.4. Projet mené par la société EDF (Dossier n° 2144100).....	13
2.1.5. Projet Reflex mené par Enedis	14
2.2. Projets relatifs au raccordement des EnR.....	15
2.2.1. Projet mené par la société Boralex (Dossier n°2046286).....	15
2.2.2. Projet mené par la société BayWa r.e. (Dossier n°2170430).....	16
2.2.3. Projet mené par WPD (Dossier n°7470570)	17
2.2.4. Projet Helio la Perrière mené par TotalEnergies (Dossier n°6677240).....	18
2.3. Projets relatifs au raccordement des stockages et des consommateurs..	18
2.3.1. Projet mené par Amarenco (Dossier n°6439550)	18
2.3.2. Projet mené par la société Fibre Excellence Provence	19
2.4. Projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz	20
2.5. Projet relatif à la flexibilité sur les réseaux de gaz	25
2.5.1. Projet mené par SEM Energie Mayenne (Dossier n°7306886).....	25
3. Demandes en cours d'instruction	26
Tableau récapitulatif des projets ayant participé au dispositif depuis son lancement.....	28

1. Historique du dispositif

L'article 61 de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat² (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 et installations 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 candidatures qui lui ont été directement adressées hors guichet. La CRE a annoncé dans sa délibération du 24 novembre 2022³ 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 12 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 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 quant à la réglementation existante. A l'issue de ces échanges préliminaires, le porteur de projet est invité à déposer une demande formelle sur la plateforme dédiée.

Par deux délibérations en date du 5 novembre 2020⁴ et du 24 mars 2022⁵, la CRE a déclaré éligibles respectivement 19 puis 22 de ces projets candidats. Concernant les projets reçus depuis novembre 2022, 7 relèvent uniquement des compétences de la DGEC, 1 relève uniquement des compétences de la CRE, 2 relèvent des compétences de la CRE et de la DGEC, et 2 demandes ont été retirées à la demande des porteurs de projet après échanges avec les services de la CRE (projets faisables à droit constant) et de la DGEC. Parmi les 54 projets éligibles jusqu'à présent, 30 relèvent en tout ou partie de la compétence de la CRE et 45 relèvent en tout ou partie de la compétence de la DGEC.

² [Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat](#)

³ [Délibération n° 2022-299 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](#)

⁴ [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 - CRE](#)

⁵ [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 - CRE](#)

Par deux délibérations en date du 11 mars 2021⁶ et du 30 juin 2022⁷, 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 dérogations⁸ ⁹ dont une à un projet en remplacement de celle accordée dans le cadre du second guichet. Le passage à traitement au fil de l'eau a aussi permis un traitement plus rapide des demandes. En effet, lors des deux premiers guichets, l'analyse simultanée de plusieurs dizaines de demandes conduisait à un délai d'instruction compris entre 5 et 6 mois entre la clôture de la période de dépôt des dossiers et l'octroi des dérogations alors qu'il n'a été que de 3 et 4 mois pour les deux dérogations attribuées en 2023 par la CRE. À la date de la présente délibération, la DGEC a accordé des dérogations à 5 projets, et 15 demandes sont en attente d'une réponse de sa part. En outre, à la suite d'évolutions réglementaires, les obstacles réglementaires pour lesquels des dérogations ont été accordées et demandées pour 15 projets d'injection de méthane de synthèse ont disparu, néanmoins l'avancement de ces projets est encore conditionné par la publication de textes supplémentaires de la part de la DGEC, qui dépassent le cadre du bac à sable réglementaire.

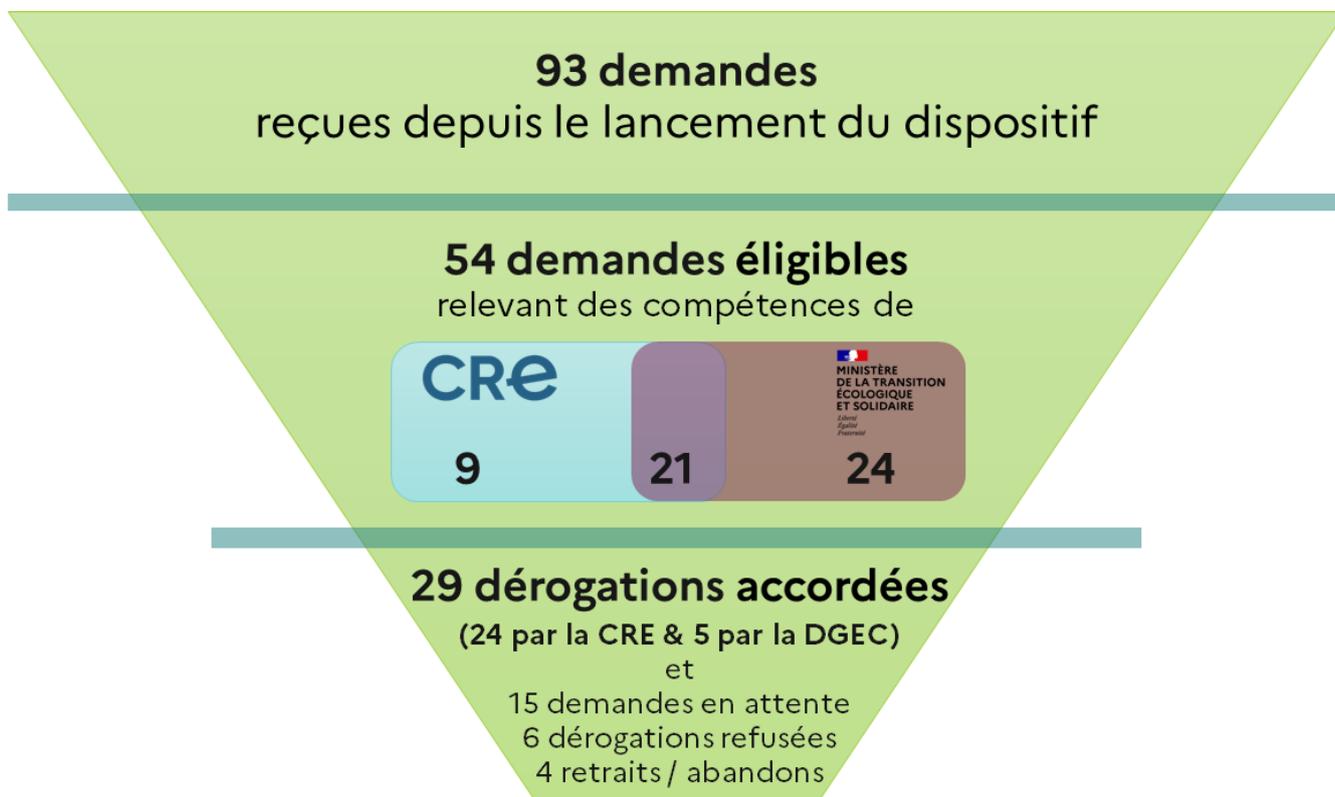


Figure 1 : Infographie historique bac à sable

⁶ 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 - CRE

⁷ 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 - CRE

⁸ Délibération n°2023-290 de la CRE du 21 septembre 2023 portant décision sur l'octroi d'une nouvelle dérogation à Enosis en remplacement de celle reçue dans le cadre du deuxième guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat - CRE

⁹ 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 - CRE

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'avancement¹⁰ en 2022.

Le présent rapport dresse l'état d'avancement des **29** 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 après sa publication sera présenté dans le prochain rapport.

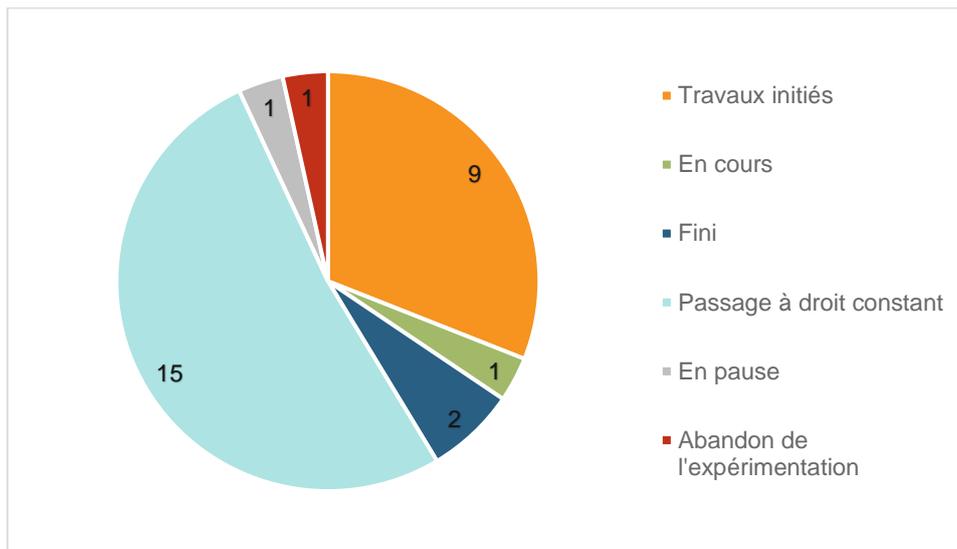


Figure 2 : Statut des expérimentations bénéficiant d'une dérogation

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 Netflex¹¹ mené par la société Engie (Dossier n°3000000)

Synthèse du projet

La société Engie a expérimenté une offre tarifaire permettant d'inciter le consommateur raccordé en basse tension (BT) avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA à faire preuve de flexibilité en réduisant sa consommation, ou en reportant ses soutirages, pendant les périodes de tension sur le réseau avec un délai de prévenance à J-1. Il s'agissait d'une option du tarif d'acheminement (tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (ci-après « TURPE 6 HTA-BT »)) comportant un signal tarifaire de type « *pointe mobile* ». Une telle option est rendue possible par les compteurs communicants comme le compteur *Linky*.

¹⁰ [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 - CRE](#)

¹¹ Plus d'informations sur le site Smart Grids de la CRE : <https://www.smartgrids-cre.fr/projets/netflex>

Rappel des dérogations accordées

Par dérogation à la délibération n°2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 relative au TURPE 6 HTA-BT¹², la société Engie peut expérimenter, pour ses clients raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et sur le territoire du département du Var, une grille tarifaire spécifique à « *pointe mobile* », activée sur signal du gestionnaire de réseau de distribution, visant à lisser les pointes locales et donc à éviter des investissements sur le long terme.

En 2021, la CRE a calculé les coefficients applicables à cette grille tarifaire spécifique à « *pointe mobile* » du TURPE 6 HTA-BT, présentés dans le tableau ci-dessous. Les coefficients des années 2022 et 2023 sont soumis aux mêmes évolutions que les autres options du TURPE 6 HTA-BT.

La pointe mobile, d'une durée maximale de 8 heures par jour et ne dépassant pas 4 heures consécutives, peut être activée jusqu'à un total de 100 heures par année électrique (du 1^{er} août au 31 juillet). Les consommateurs doivent être avertis de l'activation et des heures de la pointe mobile par leur fournisseur au plus tard la veille à 18 h.

Les coefficients ont été calculés de telle sorte que 100 heures de pointe mobile soient activées par année en lieu et place d'heures pleines hiver (de novembre à mars). Le tableau ci-dessous illustre la réduction du tarif en heures pleines hiver, permettant de réaliser des économies à condition de peu consommer durant les heures de pointe mobile.

Tableau 1 : Comparaison des options tarifaires CU4 pour 2021

	Option 4 index	Option pointe mobile
Puissance	8,32 €/kW	
Heure creuse été	0,83 c€/kWh	
Heure pleine été	1,34 c€/kWh	
Heure creuse hiver	4,29 c€/kWh	
Heure pleine hiver	6,27 c€/kWh (2464h)	5,43 c€/kWh (2364h)
Pointe mobile	-	32,28 c€/kWh (100h)

Afin de permettre au consommateur de changer librement de fournisseur d'électricité, la CRE a également accordé, pour la durée de l'expérimentation, une dérogation à la règle imposant à un consommateur de souscrire une option tarifaire pour 12 mois consécutifs, pour les clients souhaitant souscrire l'option « *pointe mobile* » et pour les clients ayant souscrit l'option « *pointe mobile* » souhaitant choisir une autre option.

Dans sa délibération n°2021-59 du 11 mars 2021, la CRE a décidé d'attribuer les dérogations demandées par le porteur de projet afin que l'expérimentation puisse se dérouler jusqu'au 31 juillet 2023.

Calendrier et état d'avancement

La grille de l'option TURPE 6 HTA-BT à pointe mobile a été communiquée à Enedis et Engie en juillet 2021.

La convention d'expérimentation entre Enedis et Engie a été signée et transmise à la CRE en janvier 2022.

14 premiers clients ont participé à l'expérimentation au mois de mars 2022.

L'expérimentation s'est poursuivie entre le 1^{er} novembre 2022 et le 31 mars 2023, avec 198 clients.

¹² Délibération n°2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

La CRE a constaté plusieurs biais dans les résultats de l'expérimentation, et en premier lieu le critère de recrutement des clients, restreint à l'habitat résidentiel chauffé à l'électricité et n'étant pas doté de moyens de pilotage dynamique du chauffage, qui n'a pas permis d'étudier l'intérêt d'un tel tarif pour d'autres segments de clients.

Par ailleurs, dans le cadre de l'expérimentation, les consommateurs étaient insensibilisés aux hausses de factures, par une dissymétrisation du mécanisme (en neutralisant les surfacturations, les clients ne pouvaient être perdants) pouvant réduire le besoin de maîtriser sa consommation.

Enfin, les heures de pointe mobile ont généralement été activées par Enedis sur les périodes 8h-12h, 18h-20h et 22h-00h (en fonction des pointes locales). Cette dernière période coïncide pour beaucoup de clients avec une partie plus ou moins longue des heures creuses. Le tarif de l'option à pointe mobile ayant été élaboré selon l'hypothèse que les heures de pointe mobile remplaceraient des heures pleines hiver, la conséquence pour les clients de l'expérimentation a été une facturation désavantageuse.

Au cours de l'expérimentation, l'échantillon de clients observé a réduit sa consommation en heure de pointe mobile d'en moyenne 11 % en comparaison des mêmes heures sur les autres journées (corrigées des variations de température), soit une puissance moyenne de l'ordre de 200 W. Une réduction de la pointe de consommation de 11 % aux heures de pointe est précieuse pour le dimensionnement du réseau électrique. Toutefois, les heures de pointe mobile correspondant aux heures de plus forte consommation sur les journées les plus froides, la consommation des clients sur ces plages reste supérieure de 24 % à leur consommation moyenne lors des heures pleines hiver. Or, la grille de l'option pointe mobile telle que calculée par la CRE nécessite un effacement de l'ordre de 24 % en heure de pointe mobile pour que le client réalise des économies.

Cette expérimentation permet donc d'apporter des enseignements sur le calibrage de l'attractivité relative d'une option à pointe mobile vis-à-vis d'une option classique. Toutefois, la grille d'une option du TURPE a vocation à s'additionner à un prix de l'énergie et de la capacité différencié sur les plages temporelles. Ce n'était pas le cas dans le cadre de l'expérimentation : le coût d'approvisionnement était identique en période de pointe mobile et en heures pleines hiver, ce qui réduisait le signal-prix véhiculé au consommateur en comparaison d'une réelle offre de fourniture.

Les clients ont réagi de manière hétérogène à ce signal tarifaire, avec dans certains cas des efforts disproportionnés au regard de l'énergie effacée, ce qui témoigne d'un enjeu d'appropriation par les consommateurs des puissances de leurs différents usages. Pour pallier l'effet de lassitude observé au fur et à mesure des journées de pointes, des outils de pilotage automatisé recevant des signaux dynamiques pourraient être utiles.

Le contexte actuel de crise énergétique et d'électrification des usages amplifie l'intérêt d'offres mobilisant la flexibilité des consommateurs. Il serait nécessaire que la tarification de l'acheminement y contribue en reflétant les coûts et les besoins des réseaux. La réduction des coûts de production ou d'acheminement de l'électricité est un levier essentiel pour maîtriser la facture des consommateurs.

Une autre difficulté révélée par cette expérimentation concerne l'activation de pointes mobiles locales reflétant les conditions du réseau. Dans une poche de réseau, les heures de pointe sont généralement les mêmes tous les jours, mais le placement optimal d'un nombre limité de jours de pointes au niveau local par les équipes d'Enedis génère une importante complexité, alors que des signaux statiques, plus simples, pourraient déjà mobiliser une partie de la flexibilité des consommateurs. **Pour cette raison, la CRE considère que la dérogation n'a pas permis de démontrer l'intérêt d'un recours à une pointe mobile dans les tarifs d'acheminement en basse tension.**

2.1.2. Projet mené par Eqinov (Dossier n°7412252)**Synthèse du projet**

La société Eqinov souhaite 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. Seule la valorisation des effacements est aujourd'hui prévue par les règles NEBEF, ce qui empêche en pratique la mise en œuvre de cette source de flexibilité à la baisse par des acteurs distincts des fournisseurs.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa délibération n°2022-191 du 30 juin 2022, la CRE a autorisé la société Eqinov, 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 2023¹³. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

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

L'expérimentation a débuté en août 2023. Au cours de la période analysée, entre août 2023 et mi-février 2024, Eqinov a réalisé 51 activations. Ces activations ont permis de valoriser 43 MWh de consommation générant un gain de [SDA] dont la majorité a été redistribuée au client final.

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

¹³ ibid

Indicateurs	Données Eqinov (hausse de consommation)
Le nombre d'heures d'effacement et de hausses de consommation réalisées	51 h (51 activations de 1h)
Comparaison de la quantité d'énergie valorisée à la hausse et à la baisse à la maille annuelle	43 MWh
Gains totaux issus de la flexibilité à la hausse	[SDA]
Fiabilité de la flexibilité : volume réalisé rapporté au volume à réaliser	101 %

Les premières activations réalisées démontrent l'intérêt de l'expérimentation, ainsi que la pertinence de la solution technique retenue. Ces résultats devront être confirmés l'année prochaine et s'inscrivent dans un contexte de réflexions en cours sur la symétrisation du mécanisme NEBEF (valorisation des baisses et des hausses de consommation) sur laquelle RTE mène actuellement des concertations avec les opérateurs d'effacement.

2.1.3. Projet Elax Energie (Dossier n°14203610)

Synthèse du projet

La société Elax Energie souhaite pouvoir valoriser des reports de consommation via 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 par l'intermédiaire du mécanisme NEBEF des reports de consommation de ses clients.

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

La dérogation est accordée pour une durée de 4 ans à compter de la signature de la convention d'expérimentation ou au plus tard à compter du 1^{er} mai 2024.

Suivi des indicateurs

Les indicateurs de suivi demandés à Elax Energie, RTE et Enedis ont été définis dans la délibération du 1^{er} février 2024 lors de l'octroi de la dérogation.

L'expérimentation n'a pas encore débuté et aucun indicateur n'est encore disponible.

2.1.4. Projet mené par la société EDF (Dossier n° 2144100)

Synthèse du projet

La société SA EDF (ci-après « EDF ») souhaite optimiser l'utilisation d'une batterie d'une puissance d'environ 15 MW et d'une capacité de stockage de 20 MWh en fournissant plusieurs services. Dans ce but, EDF souhaite (i) hybrider la batterie avec [SDA] pour fournir un premier service de réglage de la fréquence [SDA] au sein d'un premier périmètre de réserve (périmètre de réserve d'EDF) et (ii) agréger cette même batterie avec d'autres actifs (injection et/ou soutirage) pour fournir un autre service de réglage de la fréquence [SDA] au sein d'un second périmètre de réserve (périmètre de réserve d'Agregio).

En outre, EDF souhaite que (iii) la batterie puisse basculer d'un périmètre de réserve à l'autre de façon dynamique afin d'offrir sa flexibilité au marché qui en a le plus besoin. À chaque instant, le stockage ne fait partie que d'un seul périmètre de réserve.

Rappel des dérogations accordées

Hybridation du stockage et [SDA]

Par dérogation à la section 17.8 des règles SSYf en vigueur lors de l'octroi de la dérogation, la CRE a autorisé EDF à agréger au sein d'une même entité de réserve [SDA] et la batterie installée sur ce même site.

Changement dynamique de périmètre de réserve

Par dérogation à l'article 4.2.4.1.1 des règles SSYf, la batterie peut appartenir à deux entités de réserve distinctes. Ces deux entités de réserve distinctes pouvant appartenir à deux périmètres de réserve distincts, la batterie ainsi exploitée par EDF peut basculer d'un périmètre de réserve à l'autre de façon dynamique.

Dans sa délibération n°2021-59 de la CRE du 11 mars 2021, la CRE a décidé d'attribuer ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la mise en service de l'installation de stockage ou, à défaut, au plus tard le 31 mars 2023.

Calendrier et état d'avancement

Le projet a pris du retard, mais sa réalisation avance. L'ensemble du génie civil a été achevé, les modules batteries ont été fournis par le fabricant et sont en attente d'installation. Les conteneurs batteries ont également été livrés sur site et sont en cours de montage. Le retard du projet est lié à des retards de livraisons sur certains équipements principaux et à des reprises sur des équipements qui ont été livrés défectueux.

Le Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART) et la convention d'exploitation sont en cours d'établissement côté EDF. Le raccordement de l'installation est prévu pour la fin du troisième trimestre 2024.

La fin de la certification marché et le début de programmation des réserves sont prévus courant octobre 2024. La mise en service industrielle est prévue au quatrième trimestre 2024.

La fin de la dérogation est prévue quant à elle au 31 mars 2027.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

La dérogation est entrée en vigueur au 31 mars 2023, mais l'expérimentation n'a pas encore débuté du fait des retards mentionnés ci-dessus. Les premiers résultats des indicateurs de suivi devraient pouvoir être étudiés en 2025.

2.1.5. Projet Reflex mené par Enedis

Synthèse du projet

Enedis teste la prise en compte de flexibilités (notamment foisonnement entre production et consommation, foisonnement interfilières, écrêtements, flexibilités locales) 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'écrêtements ponctuels des producteurs.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 16 juillet 2021¹⁴, 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 dégagant 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 la production et la consommation des différentes filières de production ;
- le recours à des limitations ponctuelles de la puissance injectée (sous réserve de l'acceptation du producteur et en contrepartie d'une indemnisation) ;
- le recours à de la flexibilité locale.

L'expérimentation se déroule sur deux zones géographiques des Landes (6 postes sources concernés) et de Picardie (4 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 court jusqu'en juillet 2025.

Sur le département des Landes, les 6 postes sources concernés par l'expérimentation ont fait l'objet de demandes de raccordements. Sur ces 15 demandes en cours de validité à février 2024, 9 d'entre elles solliciteront, s'ils vont à leur terme, des capacités d'accueil ajoutées par Reflex au-delà du dimensionnement standard. Enedis anticipait un premier besoin en flexibilité locale dans les Landes pour mi-2024, mais un retard dans la mise en service du projet EnR à l'origine de la contrainte reporte le besoin à 2025.

Sur la Picardie, les 4 postes sources concernés par l'expérimentation ont fait l'objet de demandes de raccordements. Sur 7 demandes en cours de validité à février 2024, 4 solliciteront, s'ils vont à leur terme, des capacités d'accueil ajoutées par Reflex au-delà du dimensionnement standard. Enedis a prévu 3 lots pour des services à la baisse liés à Reflex sur 3 postes en Picardie dans le cadre de l'appel d'offres flexibilités locales lancé le 11 mars 2024.

L'appel au marché pour ces 3 lots est publié sur le site <https://flexibilites-enedis.fr/> ainsi que les potentiels futurs autres besoins liés à l'expérimentation dans les zones concernées (un sur la zone des Landes et deux en Picardie) pour permettre aux acteurs de la filière d'anticiper.

Suivi des indicateurs et analyse de la CRE

Les indicateurs de suivi demandés à Enedis ont été définis dans la décision du 16 juillet 2021 lors de l'octroi de la dérogation.

¹⁴ [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](#)

La CRE a appelé Enedis à accélérer le déploiement et à préparer la généralisation du projet Reflex (voir précédent REX en novembre 2022¹⁵).

Enedis a transmis en février 2024 à la CRE, une feuille de route prévoyant une généralisation de ce projet selon le calendrier suivant :

- 1^{re} phase de généralisation (2025-2027) qui conduira au déploiement de Reflex sur une centaine de transformateurs prioritaires au regard des enjeux de développement réseau (zones avec un développement massif du PV et/ou éolien) ;
- 2^e phase de généralisation (à partir de 2028) à l'ensemble des postes sources pertinents grâce aux outils et méthodes industrielles développés d'ici là.

Enedis justifie ce calendrier de généralisation par des contraintes techniques et opérationnelles non anticipées initialement.

Cette feuille de route met également en lumière le besoin de définir un cadre réglementaire et financier adapté pour accompagner cette généralisation, des échanges auront lieu sur le sujet entre les parties prenantes (CRE-DGEC-Enedis-producteurs) d'ici fin 2024.

2.2. Projets relatifs au raccordement des énergies renouvelables (EnR)

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 2021¹⁶, 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 répondre à une demande de raccordement que déposera la société Boralex afin de raccorder ses installations de puissances installées supérieures à 17 MW sur le RPD exploité par Enedis, 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 par Boralex avec des puissances installées de 17,9 MW mais des puissances injectables maximales 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 14,5MW.

Durant la période hivernale il n'y a pas de contrainte thermique sur ces câbles, qui peuvent laisser transiter jusque 17MW. Par conséquent, Enedis a proposé à Boralex des offres de raccordement alternatives à modulation de puissance qui ont été acceptées en avril 2023, avec une puissance en injection maximale de 17MW, et une puissance en injection garantie à 14,5MW. Les travaux nécessaires pour la mise en place de cette ORA-MP ont été achevés le 15 mars 2024 et prévoient des bridages dynamiques via le Dispositifs d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE), fonctionnel depuis juin 2023.

¹⁵ [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 - CRE](#)

¹⁶ [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.](#)

Dans l'attente des travaux de renforcement du réseau HTB sur la zone (liaison 90kV Auneau-Malaguay), prévus à fin 2027, des limitations de production via le DEIE seront appliquées, sans remettre en cause la puissance en injection garantie à 14,5MW. Le volume horaire annuel maximal d'écrêtement lié à cette contrainte sur le RPT est indiqué dans les ORA, et n'ouvre pas droit à indemnisation financière.

Suivi des indicateurs

En application de la décision du 16 juillet 2021, les indicateurs portant sur l'année N sont fournis par les sociétés Boralex et Enedis une fois par an et au plus tard le 31 mars de l'année N+1.

Les travaux pour la mise en place des offres de raccordement alternatives ont été finalisés en mars 2024 et les DEIE ne sont fonctionnels que depuis juin 2023, l'expérimentation n'a pour le moment pas produit d'indicateurs.

2.2.2. 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 réseau public de distribution (ci-après « RPD »).

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 10 décembre 2021¹⁷, 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

Enedis a adressé 3 propositions de raccordement avant complétude (PRAC) au porteur de projet début mai 2022.

BayWa r.e. a indiqué que le projet a pris du retard en raison des délais d'obtention des autorisations pour la partie éolienne (dossier de demande d'autorisation environnementale déposé le 23 juin 2020). Sans cette autorisation, BayWa r.e. est dans l'impossibilité de faire une demande de raccordement. BayWa r.e. a donc décidé de faire rentrer en file d'attente la partie photovoltaïque de son projet : des propositions techniques et financières (PTF) ont été demandées, émises et signées en mars 2023 pour une mise à disposition du raccordement actuellement envisagée en 2028. Ce délai est dû au besoin de créer une extension de 10 km du réseau HTB et un nouveau poste source.

Suivi des indicateurs

Les indicateurs de suivi demandés à BayWa r.e. et Enedis ont été définis dans la décision du 10 décembre 2021 lors de l'octroi de la dérogation.

L'expérimentation n'a pas encore débuté et aucun indicateur n'est encore disponible.

¹⁷ [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.](#)

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

Synthèse du projet

WPD souhaite 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 proposée 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 la solution alternative suivante pour un raccordement en 2023 : 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 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 haute¹⁸.

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 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 + 0.83 % 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 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.

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 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).

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

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 (32 km). 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. Sous réserve de la disponibilité d'une capacité d'accueil pour ces 3 MW additionnels sur le poste source, Enedis prévoit de transmettre cet avenant d'ici le 5 avril 2024.

Suivi des indicateurs

L'expérimentation n'a pas débuté et sa réalisation est suspendue à la signature de l'avenant par WPD. La dérogation a débuté au 1^{er} janvier 2023 conformément à la dérogation octroyée.

¹⁸ 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.

2.2.4. 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 sur la commune de Sainte-Suzanne à la Réunion (974).

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 2021 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 dérogation¹⁹ 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 et a obtenu une convention de raccordement direct (CRD) en février 2024.

Suivi des indicateurs

Les indicateurs de suivi demandés à TotalEnergies et EDF SEI ont été définis dans la décision du 3 août 2023 lors de l'octroi de la dérogation.

L'expérimentation n'a pas encore débuté et aucun indicateur n'est encore disponible.

2.3. Projets relatifs au raccordement des stockages et des consommateurs

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.

¹⁹ [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 \(La Réunion\).](#)

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

Amarenco et Enedis se sont entendus et ont signé une convention d'expérimentation en juin 2023.

2.3.2. 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.

Rappel des dérogations accordées

Dans sa décision du 1^{er} juin 2021²⁰, 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 sur le RPD exploité par Enedis, 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 du projet au RPD sont en cours, ils devaient être finalisés en décembre 2023, mais ont été reportés et sont désormais prévus pour être finalisés fin avril 2024. Ce retard est dû à l'annonce par la SNCF que les travaux de forages permettant de passer la ligne sous une voie de chemin de fer n'étaient plus prioritaires. En effet, des travaux internes à la SNCF ont été programmés à la place.

La dérogation prendra fin en février 2026.

Suivi des indicateurs

Les indicateurs de suivi demandés au porteur de projet et à Enedis ont été définis dans la décision du 1^{er} juin 2021.

A ce jour le projet bénéficiant de la dérogation n'est pas mis en service, aussi les indicateurs demandés n'ont pas encore été produits. Les premiers résultats devraient pouvoir être étudiés à partir de début 2024.

²⁰ [Décision du 1er juin 2021 portant dérogation aux conditions d'accès aux réseaux pour le raccordement de l'installation de production d'électricité de Fibre Excellence Provence.](#)

L'expérimentation a débuté en février 2024 lorsque la DAR déposée par Amarenco a été qualifiée complète par Enedis. Cette DAR n'intègre pour l'instant pas les profils de fonctionnement du stockage. Celle-ci est en cours de traitement par Enedis qui devrait faire un retour à Amarenco courant mai 2024 sous réserve de bonne réception du profil de fonctionnement. En fonction des résultats des études d'Enedis à l'issue de cette première DAR, Amarenco pourrait soit signer la PTF correspondante, ou modifier au besoin certains paramètres de la DAR. Cette phase de préaccordement pourrait s'étendre jusqu'au T3 2024. Une mise en service de l'installation serait donc envisageable au T2 2025.

L'expérimentation prendra fin en mars 2027.

Suivi des indicateurs

Les indicateurs de suivi demandés à Amarenco, Enedis et RTE ont été définis dans la délibération du 30 juin 2022 lors de l'octroi de la dérogation. Pour l'heure, aucun indicateur n'est encore disponible.

2.4. Projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz

Synthèse des projets

Dans ses délibérations n°2021-59 du 11 mars 2021 et n°2022-191 du 30 juin 2022 relatives au premier et au second guichet du dispositif, la CRE a accordé des dérogations à 17 projets (7 dans le premier guichet puis 10 dans le second) visant à injecter du méthane de synthèse dans le réseau de distribution ou de transport de gaz.

2 projets visent la production de méthane par pyrogazéification de biomasse sèche ou de Combustibles Solides de Récupération (CSR) :

- le démonstrateur ECO H2 Le Mans Sarthe, projet de Qairos Energies (SAS GDL), à partir d'intrants agricoles (chanvre), situé à Trangé (72) (premier guichet, Dossier n°2171123) ;
- le démonstrateur porté par la société SEMARDEL, à partir de biomasse et de CSR, situé à Vert-Le-Grand (91) (deuxième guichet, Dossier n° 6964732).

9 projets visent la production de méthane par méthanation de CO₂, à partir d'hydrogène produit par électrolyse :

- le projet Pau'wer-Two-Gas, porté par la Communauté d'agglomération Pau Béarn Pyrénées (64) (premier guichet, Dossier n°2386097) ;
- le projet Méthycentre, porté par Storengy SAS, situé à Angé (41) (premier guichet, Dossier n°2160516) ;
- le projet Hycaunais, porté par Storengy SAS, situé à Saint Florentin (89) (premier guichet, Dossier n°2390997), l'expérimentation a été abandonnée par le porteur de projet ;
- le projet porté par la société Energo, situé à Sempigny (60) (premier guichet, Dossier n°1896816) ;
- le projet porté par Perpignan Méditerranée Métropole Communauté Urbaine (PMMCU) (66) (premier guichet, Dossier n°2193912), le projet a été mis en pause par le porteur de projet ;
- le projet Occi-Biome mené par Arkolia Energies à Saint-Amadou (09) (deuxième guichet, Dossier n°6191127) ;
- le projet THYRECO mené par Enosis à Toulouse (31) abandonné et remplacé par un projet similaire à Lesquielles-Saint-Germain (02), le démonstrateur DENOBIO (deuxième guichet, Dossier n°6502835 et délibération n°2023-290 du 21 septembre 2023) ;
- le projet mené par CUMA des éleveurs du Bergeracois à Lamonzie-Montastruc (24) (deuxième guichet, Dossier n°6713769) ;
- le projet mené par SIAH Croult et petit Rosne à Bonneuil en France (95) (deuxième guichet, Dossier n°6873694).

Enfin, 6 projets produisent du méthane de synthèse à la fois par pyrogazéification de bois B et par méthanation à partir d'hydrogène produit par électrolyse :

- le projet de la société Hymoov, situé à Montoir de Bretagne (44) (premier guichet, Dossier n°2444597) ;

- les 4 projets de la société Hymoov, situés à Châteaubourg (35), Mourenx (64), Mornant (69) et Onet-le-Château 12) (deuxième guichet, Dossiers n°s 6876178, 7267251, 7264755 et 7358207) ;
- le projet de Bordeaux Métropole Energies, situé à Soussans (33) (deuxième guichet, Dossier n°6991219).

Néanmoins, pour l'ensemble de ces 6 projets, la partie enrichissement du biogaz par méthanation du CO₂ résiduel avec de l'hydrogène produit par électrolyse a été abandonnée. Les porteurs de projet ayant opté pour une solution alternative pour sa valorisation en le liquéfiant et le revendant à des industriels.

Rappel des dérogations accordées

Dans ses délibérations, la CRE a accordé les dérogations suivantes à ces projets pour des durées de 4 ans :

- l'accès à la prestation d'étude détaillée ;
- la possibilité de l'inscription des projets dans le registre des capacités biométhane ;
- l'accès aux prestations permettant (i) la réalisation du raccordement du porteur de projet, (ii) l'analyse de la qualité du gaz produit et (iii) l'injection du gaz produit.

En outre, les porteurs de projets avaient sollicité auprès de la DGEC des dérogations les rendant éligibles :

- à la réfaction des coûts de raccordement, issue des dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie, qui précisent que les coûts supportés par les GRT et les GRD comprennent une partie des coûts de raccordement aux réseaux des installations de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone et que le niveau de prise en charge ne peut excéder 60 % du coût du raccordement.
- au dispositif de droit à l'injection, qui, via l'article L. 453-9 du code de l'énergie, dispose notamment que « [I]lorsqu'une installation de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...] ».

Ces dérogations, qui ne sont pas indispensables à la mise en œuvre de l'injection, amélioreraient néanmoins la soutenabilité financière des projets.

Calendrier et état d'avancement

Le tableau suivant détaille l'avancement et le calendrier des projets d'injection de méthane de synthèse.

Tableau 1 : Avancement des projets d'injection de méthane de synthèse

Projet	Processus	GR	Signature de la convention	Demande d'étude détaillée	Remise des analyses	Adaptations réseau	Inscription au registre	Mise en service et injection	Fin de dérogation
EnergO	Electrolyse et Méthanation	GRDF	25/06/2022	15/11/2021	30/06/2022	Pas de renforcements	N/A	04/07/2022	14/11/2025
Qairos	Pyrogazéification d'intrants agricoles	GRDF	17/11/2021	28/04/2021	02/05/2023	Pas de renforcements	✓	?	27/04/2025
PMMCU	Electrolyse et Méthanation	GRDF	-		Etude non demandée à date			?	30/12/2025
Pau'wer-Two-Gas (Pau Béarn Pyrénées)	Electrolyse et Méthanation	GRDF	21/01/2022	03/12/2021	31/05/2022	Pas de renforcements	✓	Prévue pour S2 2024	02/12/2025
Méthycentre	Electrolyse et Méthanation	GRDF	30/09/2022	24/06/2021	23/02/2023	Maillage nécessaire (lié au projet de méthanisation)	✓	Prévue pour S2 2024	23/06/2025
SAS HYMOOV - Montoir-de-Bretagne	Pyrogazéification de bois B	GRDF			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				
Hycaunais	Electrolyse et Méthanation	GRDF			Abandon du projet				
SAS HYMOOV – Châteaubourg	Pyrogazéification de bois B	GRDF			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				
SAS HYMOOV – Mourenx	Pyrogazéification de bois B	Teréga			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				
SAS HYMOOV – Mournant	Pyrogazéification de bois B	GRTgaz			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				
SAS HYMOOV - Onet-le-Château*	Pyrogazéification de bois B	GRDF			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				
BORDEAUX METROPOLE ENERGIES	Pyrogazéification de bois B	Regaz Bordeaux			Non-nécessaire (évolutions réglementations, voir plus bas)				

Délibération N°2024-61

28 mars 2024

OCCI-BIOME (Arkolia Energies)	Electrolyse et Méthanation	GRDF	<i>Prévue pour S1 2024</i>	27/09/2022	16/05/2023	Maillages nécessaires	✓	<i>Prévue pour 2025</i>	<i>30/06/2027</i>
DENOBIO (Enosis)	Electrolyse et Méthanation	GRDF		31/10/2023	29/02/2024	Pas de renforcements	✓	<i>Prévue pour S1 2025</i>	<i>30/10/2027</i>
CUMA des éleveurs du Bergeracois	Electrolyse et Méthanation	GRDF	-		Etude non demandée à date			?	<i>30/06/2027</i>
SIAH CROULT ET PETIT ROSNE	Electrolyse et Méthanation	GRDF	-		Etude non demandée à date			?	<i>30/06/2027</i>
SEMARDEL	Pyrogazéification de CSR	GRDF	-		Etude non demandée à date			?	<i>30/06/2027</i>

Suivi des indicateurs

La durée indicative des études détaillées de raccordement a été allongée à 12 mois par GRDF pour les projets de méthane de synthèse (contre 4 mois maximum pour le biométhane). En effet, les études sont plus complexes et doivent inclure une analyse de compatibilité de l'hydrogène résiduel pour le réseau et les consommateurs. L'état de l'art et les travaux de R&D de GRDF permettent de conclure l'absence d'impact d'une teneur résiduelle en hydrogène de 2 % dans le méthane de synthèse sur l'ensemble du réseau de distribution (hors tôle bitumée²¹).

GRDF s'assure également que l'hydrogène résiduel ne crée pas de risque chez les consommateurs des zones concernées. A l'heure actuelle, et à la suite d'une démarche de concertation auprès des fédérations d'usagers du gaz (industriels, tertiaires et résidentiels) et des prises de contact avec des industriels sur les zones des projets d'injection, GRDF n'a pas identifié d'usage sensible à un gaz contenant jusqu'à 2 % d'hydrogène en volume, à l'exception d'un cas particulier et isolé en chimie²².

Résultats du projet Energo (Dossier n°1896816)

A date, seul le projet porté par Energo a été mis en service et a réalisé une injection de méthane de synthèse dans le réseau de distribution exploité par GRDF. Ce projet s'est adossé au site existant de production de biométhane Bioénergie de Parvillers, ce qui a permis d'éviter tous travaux de raccordement, injectant dans le réseau de distribution exploité par GRDF. L'injection expérimentale s'est déroulée du 4 au 6 juillet 2022. Au cours des périodes d'injection (20 h d'injection sur les 3 journées) un total de 60 Nm³ de méthane de synthèse a été injecté. Cette installation pilote avait une vocation purement expérimentale et devait permettre au porteur de projet de valider sa solution technologique en vue d'une industrialisation. Le méthane de synthèse injecté a fait l'objet de plusieurs analyses :

- un suivi en continu au niveau du poste d'injection GRDF de la qualité du mélange de gaz (biogaz brut et méthane de synthèse) et complété par une mesure de l'H₂ résiduel à l'aide d'un chromatographe externe ;
- une campagne de mesure sur des échantillons a également été menée, pour caractériser de manière exhaustive la qualité du mélange biométhane / méthane de synthèse, en comparaison au biométhane seul.

La mise en route de la méthanation a entraîné la détection d'H₂ (0,005 %) et de CO (0,004 %) dans le mélange, mais à des teneurs bien inférieures aux seuils de qualité gaz prévus dans le contrat d'injection dans le cadre de l'expérimentation (< 2 % pour l'H₂ et < 0,1% pour le CO). **L'expérimentation confirme donc la faisabilité technique de l'injection de méthane de synthèse dans le réseau de distribution.**

Evolutions du cadre réglementaire depuis l'octroi des dérogations

Du fait des évolutions du cadre réglementaire depuis l'octroi des dérogations, les projets de production de méthane par pyrogazéification à partir d'intrants biodégradables ou de bois B (Qairos, Hymoov et de Bordeaux Métropole Energies), en tant que gaz renouvelables, peuvent d'ores et déjà bénéficier des dispositifs de réfaction et de droit à l'injection susmentionnés.

En effet, depuis la publication du décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021²³, le biométhane est défini comme « *le biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* » et le biogaz comme « *les combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse* ». Le droit à l'injection a donc été étendu depuis 2021 à l'ensemble **des gaz renouvelables** et non plus seulement aux gaz issus des méthaniseurs.

²¹ La tôle bitumée ne concerne qu'une partie du réseau de distribution parisien basse pression, et le renouvellement de ces canalisations est prévu d'ici début 2026. Aucun projet de production de méthane de synthèse n'est envisagé sur cette zone à ce jour.

²² Les usages matière première, notamment en chimie, sont encore en cours d'investigation par GRTgaz

²³ [Décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decree/2021/09/30/2021-1273/jo_2021_09_30_0001/Texte)

Par ailleurs, l'article L. 453-9 du code de l'énergie a été modifié et prévoit désormais que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable²⁴, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone²⁵ produit. Les projets d'injection de méthane de synthèse restants pourraient ainsi voir leur gaz produit qualifié de **bas-carbone** et ainsi ne pas nécessiter de dérogations. Cependant, les porteurs de projet sont toujours **en attente de la publication de l'arrêté qui fixe le seuil permettant de qualifier un gaz de synthèse comme tel par la DGEC**.

Les porteurs de projets de gaz renouvelables et de gaz bas-carbone sont aussi dans l'attente de la publication de tarifs d'achat dédiés à ces nouvelles filières.

Le cadre réglementaire a ainsi pu évoluer, permettant la généralisation des dérogations pour ces projets sans attendre les retours d'expérience des expérimentations. De fait, ces projets ne feront plus l'objet d'un suivi annuel dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire bac à sable.

2.5. Projet relatif à la flexibilité sur les réseaux de gaz

2.5.1. Projet mené par SEM Energie Mayenne (Dossier n°7306886)

Synthèse du projet

SEM Energie Mayenne souhaite permettre à une station BioGNV de fournir un service de flexibilité sur le réseau public de distribution de gaz afin de permettre l'injection de biométhane sans recourir à des investissements sur le réseau. L'objectif est de permettre de manière dérogatoire qu'un stockage ou service de flexibilité proposé par un tiers soit utilisé en lieu et place des investissements comme les maillages et les rebours.

Rappel des dérogations accordées

La CRE a autorisé SEM Energie Mayenne et GRDF à contractualiser un service de flexibilité, impliquant le pilotage du soutirage et du stockage de la station BioGNV connectée au réseau de la zone d'Evron (53), sur signal du gestionnaire de réseau. Les modalités du mécanisme de flexibilité seront déterminées par la CRE en concertation avec GRDF et la SEM Energie Mayenne et déclinées dans la convention d'expérimentation.

La CRE a accordé cette dérogation pour une durée de 4 ans à compter de la mise en service de la station de BioGNV et au plus tard le 1^{er} novembre 2024.

Calendrier et état d'avancement

Le projet de station BioGNV n'a pas encore passé la phase de décision d'investissement de la part de SEM Energie Mayenne. En effet, en raison d'un contexte très peu favorable au développement de la mobilité au gaz (augmentation des prix et évolutions réglementaires²⁶), les études menées ont conclu que le volume de consommation de BioGNV pour la mobilité lourde ne permet pas l'équilibre économique du projet. Le porteur de projet a donc décidé de mettre en pause l'investissement dans la station de BioGNV, celui-ci sera réétudié en novembre 2024, et par conséquent l'expérimentation.

Suivi des indicateurs

Aucun indicateur n'est disponible pour le moment.

²⁴ Code de l'énergie, art. L. 445-1 : « Sont considérés comme renouvelables les gaz produits à partir de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2. »

²⁵ Code de l'énergie, art. L. 447-1 : « Est désigné, dans le présent livre, comme un "gaz bas-carbone" un gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie. »

²⁶ Le volet mobilité du Green Deal inclut la révision du règlement UE 2019/1242 qui établit les standards d'émissions de CO₂ pour les nouveaux véhicules lourds immatriculés, le texte vient définir les véhicules à « émissions zéro » dont sont exclus les véhicules BioGNV.

3. Demandes en cours d'instruction

En complément des projets ayant obtenu des dérogations, le tableau ci-dessous liste les demandes en cours d'instruction par la CRE et la DGEC :

Id	Société	Date de la demande	Résumé du projet	Autorité compétente	Décision CRE	Décision DGEC	GR
2376599	Plüm	15/09/2020	Comptage effectué par un tiers dans le cas de la recharge de VE	DGEC	N/A	En attente	Enedis
3000000	Engie	15/09/2020	Opt-out des courbes de charge	DGEC	N/A	En attente	Enedis
6648061 (R1)	CE MONTOT-DENEVRE	15/01/2022	Raccordement RPD > 17 MW (18 MW sans écrêtement)	DGEC	N/A	En attente	Enedis
7360032 (R3)	ABO WIND SARL	15/01/2022	Permettre le raccordement d'un parc hybride EnR avec stockage dont la puissance installée totale est de 24,35 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Enedis
6726315 (R4)	ABO WIND SARL	15/01/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Enedis
6725908 (R5)	PARC EOLIEN D'ANDILLY LES MARAIS	15/01/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Enedis
6880617 (S2)	ZE Energy	15/01/2022	Lever la contrainte sur la rampe d'injection des stockages (8 MW / min par point de livraison)	DGEC	N/A	En attente	Enedis
9980675	Qair	29/09/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 17 MW avec 15,6 MW au RPD	Retrait de la demande par le porteur de projet.			
10715115	Neoen	29/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Gérédis
10496305	Valeco	04/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée et injectable est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Enedis
10007247	Valeco	04/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée et injectable est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	Enedis
11241966	SRD	23/01/2023	Offrir une solution de raccordement économiquement viable aux installations photovoltaïques de faible puissance à proximité d'un poste HTA saturé via la modification du raccordement d'une installation de production de puissance importante	DGEC	N/A	En attente	SRD
10909682	CNR	24/02/2023	Déroger au critère de puissance des Offres de raccordement alternatives (ORA) défini par l'arrêté du 12 juillet 2021	DGEC	N/A	En attente	EDF SEI

Délibération n°2024-61

28 mars 2024

12631025	Akuo Energy	26/05/2023	Lever la contrainte sur la rampe d'injection des stockages (8 MW / min par point de livraison)	Retrait de la demande par le porteur de projet sous réserve que la révision en cours de la DTR par le GRD afin d'assouplir l'application de la contrainte de rampe soit confirmée.			
13425141	GEG, Synergie Maurienne	24/07/2023	Basculer de manière dynamique, des unités de stockage du périmètre d'équilibre d'un agrégateur à celui de centrales de production renouvelables.	Retrait de la demande par le porteur de projet.			
13211352	Métropole Nice Côte d'Azur	07/12/2023	Projet d'écoquartier multi-énergies avec gestion optimisée par un acteur	DGEC & CRE	En attente	En attente	Enedis
14203610	Elax Energie	06/10/2023	Valoriser le report de consommation dans le cadre des effacements	CRE	Acceptée	N/A	RTE-Enedis
15318788	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	En attente	Enedis
14971766	Renault	21/12/2023	Développement d'un cadre réglementaire favorable au <i>vehicle-to-grid</i> (V2G)	DGEC & CRE	En attente	En attente	Enedis

Tableau récapitulatif des projets ayant candidaté au dispositif depuis son lancement

Liste à date des projets bénéficiant ou ayant bénéficié d'une dérogation ou éligibles au bac à sable réglementaire :

Premier Guichet								
Société	Date demande	Synthèse	Autorité compétente	Décision CRE	Décision DGEC	Date Décision	Début de la dérogation	Fin de la dérogation
EDF	15/09/20	Optimisation de la valorisation d'une batterie	CRE	Dérogation	N/A	11/03/21	Au plus tard le 31/03/23	Au plus tard le 30/03/27
Engie B2C	15/09/20	NETFLEX : TURPE à pointe mobile	CRE	Dérogation	N/A	11/03/21	01/02/22	31/07/23
Renault Energy Services	15/09/20	Participation d'une unité de stockage de seconde vie et flotte de VE aux SSyf	CRE	Refus	N/A	11/03/21	-	-
Energio	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	15/11/21	14/11/25
SAS GDL / Quairos	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Pyrogazéification)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	28/04/21	27/04/25
PMMCU	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	31/12/21	30/12/25
Pau Béarn Pyrénées	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	03/12/21	02/12/25
Storengy	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Méthycentre)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	24/06/21	23/06/25
Storengy	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Hyaunais)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	04/06/21	03/06/25
SAS HYMOOV	15/09/20	Injection de méthane de synthèse (Méthanation et Pyrogazéification)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	11/03/21	01/06/21	31/05/25
Plüm	15/09/20	Comptage effectué par un tiers dans le cas de la recharge de VE	DEGC	N/A	En attente	-	-	-
SNMA (MIN d'Azur)	15/09/20	Création d'un réseau fermé de distribution pour	DGEC	N/A	Hors Bac à sable	-	-	-

Délibération n°2024-61

28 mars 2024

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	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
Bordeaux Energies	Metropole	15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
Enosis		15/01/22	Injection de méthane de synthèse (Méthanation)	CRE & DGEC	Dérogation	Autre	30/06/22	Au plus tard le 01/07/23	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/27
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	Au plus tard le 30/06/28
AFR 20 / Amarenco		15/01/22	Offre de raccordement alternative pour les stockages	CRE	Dérogation	N/A	30/06/22	Au plus tard le 31/03/23	Au plus tard le 30/03/27
ENGIE Entreprises et collectivités		15/01/22	Répartition des coûts fixes du TURPE en cas de décompte	CRE & DGEC	Refus	N/A	30/06/22	-	-
H2V		15/01/22	Injection d'hydrogène dans le RPT	CRE & DGEC	Refus	N/A	30/06/22	-	-

Délibération n°2024-61

28 mars 2024

CE Montot-Denevre	15/01/22	Optimisation d'un raccordement HTA	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
HELIO LA PERRIERE	15/01/22	Raccordement optimisé via bridage dynamique en ZNI	DGEC	N/A	Dérogation	03/08/23	-	-
ABO WIND SARL	15/01/22	Optimisation d'un raccordement HTA d'un producteur et stockeur	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
ABO WIND SARL	15/01/22	Optimisation d'un raccordement HTA	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
Parc Eolien d'Andilly Les Marais	15/01/22	Optimisation d'un raccordement HTA	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
ZE Energy	15/01/22	Lever la contrainte sur la rampe d'injection (8 MW / min par PDL)	DGEC	N/A	En attente	-	-	-

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
Qair	29/09/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 17 MW avec 15,6 MW au RPD	DGEC	N/A			Retrait de la demande	
Neoen	29/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
Valeco	04/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR dont la puissance installée et injectable est de 18 MW (> 17 MW) au RPD	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
Valeco	04/11/2022	Permettre le raccordement d'un parc EnR	DGEC	N/A	En attente	-	-	-

Délibération n°2024-61

28 mars 2024

		dont la puissance installée et injectable est de 18 MW (> 17 MW) au RPD						
SRD	23/01/2023	Offrir une solution de raccordement économiquement viable aux installations photovoltaïques de faible puissance à proximité d'un poste HTA saturé via la modification du raccordement d'une installation de production de puissance importante	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
CNR	24/02/2023	Déroger au critère de puissance des ORA défini par l'arrêté du 12 juillet 2021	DGEC	N/A	En attente	-	-	-
Akuo Energy	26/05/2023	Lever la contrainte sur la rampe d'injection (8 MW / min) par PDL	DGEC	N/A	Retrait de la demande par le porteur de projet sous réserve que la révision en cours de la DTR par le GRD afin d'assouplir l'application de la contrainte de rampe soit confirmée.			
Elax Energie	06/10/2023	Valoriser le report de consommation dans le cadre des effacements	CRE	Dérogation	N/A	01/02/24	Au plus tard le 01/05/24	Au plus tard le 30/04/2028
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	En attente	-	-	-
Renault	21/12/2023	Développement d'un cadre réglementaire favorable au véhicule-to-grid (V2G)	CRE & DGEC	En attente	En attente	-	-	-